

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **ESTUDIO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE LA ESTACIÓN SECOYA Y DISEÑO DE SISTEMAS MODULARES PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

#### **TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**KARINA PATRICIA MOYA LASCANO**

patrica\_moya.L@hotmail.com

**MARÍA CORAL PERUGACHI DÍAZ**

koral.perugachi38@gmail.com

**DIRECTOR: ING. LEANDRO OCTAVIO SCACCO FRANCO**

oscacco@dygoil.com

**Quito, octubre 2017**

## DECLARACIÓN

Nosotras, Karina Patricia Moya Lascano, María Coral Perugachi Díaz, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

KARINA PATRICIA  
MOYA LASCANO

---

MARÍA CORAL  
PERUGACHI DÍAZ

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Karina Patricia Moya Lascano y María Coral Perugachi Díaz, bajo mi supervisión.

---

Ing. Octavio Scacco  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco primero a Dios ya que en cada paso de mi vida siempre ha estado el como guía, especialmente al realizar este trabajo colocando a personas en nuestro camino que con su colaboración ayudaron a con la culminación del mismo.

No hay palabras que logren expresar el agradecimiento que tengo hacía mis padres Laura Lascano y Patricio Moya primero por confiar en mí y darme la oportunidad de estudiar y con ello lograr un gran paso en mi vida profesional además de estar conmigo en cada momento apoyándome, por enseñarme que las cosas que uno desea alcanzar se las logra con esfuerzo y dedicación.

Agradezco al Ing. Octavio Scacco por brindarnos su apoyo, ayuda compartiéndonos sus conocimientos, guía al direccionar este trabajo y por ser ejemplo de un excelente profesional, de igual forma a todos los ingenieros de la facultad por los conocimientos impartidos y por sembrar esa pasión por esta profesión.

Así también, a Ing. Portero por su colaboración y guía, al Ing. Víctor Arias y la Ing. María Fernanda Luján por facilitarnos con lo necesario para llevar a cabo el trabajo, a los señores operadores de la planta de Secoya (Don Mario y Nelquer) por el apoyo y explicación práctica.

De igual manera agradezco a mi amiga y compañera Coral Perugachi ya que antes las diversas circunstancias que se nos presentaron, puso el esfuerzo y dedicación para lograr finalizar con éxito este trabajo.

Karina Patricia

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mi familia por acompañarme y guiarme en todo momento. A mis padres, Luis y María por su apoyo incondicional y enseñanzas, gracias infinitas a ustedes que han sido siempre mi principal soporte en los momentos de falencias.

A mis hermanos Margarita, Luis, Gabriela, Nataly y Diego les agradezco por siempre darme ánimo y creer en mí, de igual manera a mis sobrinas Nagore y Linda gracias por alegrar mi vida con sus ocurrencias e inocencia. A mi esposo e hijo, Jeferson y Luis Alejandro gracias por ser el soporte perfecto que complementa mi vida.

A mis amigos y compañeros, de manera especial a Karina quien con su amistad desinteresada me ha brindado su apoyo cuando más lo necesitaba. Gracias por todos estos años de amistad.

Además, agradezco al ingeniero Octavio Scaco por su compromiso firme con este trabajo demostrándome no solo su excelente perfil profesional sino también su calidad humana

María Coral

## DEDICATORIA

A Dios porque me ha bendecido y gracias a él estoy hoy aquí cumpliendo una meta de mi vida.

Dedico con todo cariño este trabajo a mi madre Laura Lascano y a mi padre Patricio Moya por ser un pilar en mi vida, por siempre esforzarse y brindarme un apoyo incondicional en cada meta propuesta, por ser mi ejemplo de lucha ante las adversidades y a quienes les debo todo en mi vida.

A mis hermanos, Diego y Gabriela, a mi sobrina Danielita porque ellos son mi inspiración y fuente de energía para luchar y superarme cada día en busca de un porvenir mejor.

A mis abuelitos Jaime, Salomé y Lucia porque ellos con sus vidas representan una inspiración para mí y toda mi familia Verito, Nancy, Marco y mis prim@s por el inmenso cariño y apoyo que siempre me brindan.

Karina Patricia

## DEDICATORIA

A mis padres, Luis y María por su fortaleza, humildad y empeño al demostrarme que con amor, paciencia y la ayuda de Dios todo es posible.

A mis hermanos, Margarita, Luis, Gabriela, Nataly y Diego por estar conmigo y por enseñarme que la unión de familia permanece a pesar de la distancia.

A mi esposo e hijo, Jeferson y Luis Alejandro por demostrarme que lo bonito de la vida está frente a mí todos los días.

María Coral

**INDICE**

RESUMEN.....	XV
PRESENTACIÓN.....	XVI
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN – MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1.2 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.1.3 OBJETIVOS.....	4
1.2 GENERALIDADES.....	5
1.2.1 FLUIDO DE FORMACIÓN.....	5
1.2.2 RECUPERACIÓN DE CRUDO.....	6
1.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	7
1.3.1 DESCRIPCIÓN.....	7
1.3.2 TANQUES.....	9
1.3.3 SISTEMA DE BOMBEO.....	10
1.4 TEORÍA DEL DISEÑO.....	11
CAPÍTULO 2.....	13
ANÁLISIS EXPERIMENTAL.....	13
2.1 UBICACIÓN.....	13
2.2 GENERALIDADES.....	15
2.2.1 CONDICIONES METEREOLÓGICAS.....	17
2.2.2 AGUA DE FORMACIÓN.....	17
2.2.3 FACILIDADES.....	17
2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.....	19
2.4 PROCESAMIENTO DE DATOS.....	20
2.4.1 TANQUES.....	20
2.4.2 SISTEMA DE BOMBEO.....	24
CAPÍTULO 3.....	30
ANÁLISIS TÉCNICO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.....	30
3.1 RÉPLICA DEL DISEÑO.....	30
3.1.1 TANQUES.....	30
3.1.2 DIMENSIONAMIENTO DE BOMBAS DE BAJA PRESIÓN.....	32
3.1.3 SISTEMA DE BOMBEO –ALTA PRESIÓN.....	37
3.2 ANÁLISIS TÉCNICO.....	41
3.2.1 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO TANQUE SKIMMER.....	41



3.2.2 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO BOMBEO BAJA PRESIÓN .....	43
3.2.3 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO BOMBEO ALTA PRESIÓN .....	45
3.2.4 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO .....	46
3.2.5 ANALISIS REAL – TEORICO SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE...	52
CAPÍTULO 4 .....	55
DISEÑO DE SISTEMAS MODULARES .....	55
4.1 TANQUES.....	55
4.2 SISTEMA DE BOMBEO .....	57
4.2.1 BOMBAS DE BAJA PRESIÓN .....	57
4.2.2 BOMBAS DE ALTA PRESIÓN .....	61
CAPÍTULO 5 .....	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	66
5.1 CONCLUSIONES .....	66
5.2 RECOMENDACIONES .....	68
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	69
ANEXOS .....	73

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-1: PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO EN EL TIEMPO .....	1
FIGURA 1-2: CICLO DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	2
FIGURA 1-3: DIAGRAMA DE INYECCIÓN DE AGUA .....	6
FIGURA 1-4: DIAGRAMA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA .....	8
FIGURA 1-5 TANQUE SKIMMER VERTICAL ATMOSFÉRICO .....	10
FIGURA 1-6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA.....	10
FIGURA 1-7: COMPONENTES BOMBA CENTRÍFUGA.....	11
FIGURA 2-1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LIBERTADOR.....	13
FIGURA 2-2: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ESTACIÓN SECOYA .....	14
FIGURA 2-3 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE LA ESTACIÓN SECOYA .....	15
FIGURA 2-4: PRODUCCIÓN PROGNOSTICADA DE AGUA Y PETRÓLEO PARA LA ESTACIÓN SECOYA .....	16
FIGURA 2-5: UBICACIÓN BOMBAS TRASVASE.....	18
FIGURA 2-6: DIAGRAMA DEL PROCESO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA ESTACIÓN SECOYA .....	20
FIGURA 2-7: RELACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN Y DIAMETROS DE LA PARTÍCULA TOMADOS EN CAMPO .....	22
FIGURA 2-8: DISTRIBUCIÓN NORMAL DEL DIÁMETRO DE PARTÍCULA.....	23
FIGURA 2-9: DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 1 .....	26
FIGURA 2-10: DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 2.....	26
FIGURA 2-11: DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 59 HZ .....	28
FIGURA 2-12: DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 60 HZ .....	29
FIGURA 3-1: CURVA Y FUNCIÓN LINEAL REPRESENTATIVA DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN.....	37
FIGURA 3-2: DISPERSIÓN DE DATOS Y FUNCIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	40
FIGURA 3-3: CURVAS CAUDAL VS CARGA REAL –TEÓRICO (BOMBA DE BAJA PRESIÓN).....	44
FIGURA 3-4: CURVAS CAUDAL VS CARGA REAL –TEÓRICO (BOOMBA DE ALTA PRESIÓN).....	45
FIGURA 3-5: SISTEMA DE BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 1.....	48
FIGURA 3-6: SISTEMA DE BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 2.....	48
FIGURA 3-7: SISTEMA DE ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA 59 HZ.....	51
FIGURA 3-8 SISTEMA DE ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA 60 HZ.....	51
FIGURA 3-9: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE .....	54

## INDICE DE TABLAS

TABLA 1-1: PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	5
TABLA 1-2: LÍMITES PERMISIBLES DISPUESTOS POR EL RAHOE .....	8
TABLA 2-1: UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN SECOYA.....	13
TABLA 2-2: UBICACIÓN DE POZOS .....	14
TABLA 2-3: FLUJO A REINYECTAR / INYECTAR POR POZO.....	16
TABLA 2-4: CONDICIONES METEREOLÓGICAS DE LA ESTACIÓN SECOYA	17
TABLA 2-5: CARACTERIZACIÓN AGUA DE FORMACIÓN .....	17
TABLA 2-6: DIMENSIONES DE LOS TANQUES SKIMMER, PULMÓN Y REBOSE.....	18
TABLA 2-7: DIMENSIONES DE LAS BOMBAS DE BAJA PRESIÓN .....	18
4 TABLA 2-8: DIMENSIONES DE LAS BOMBAS DE ALTA PRESIÓN .....	19
TABLA 2-9: VALORES PROMEDIOS DE CONCENTRACIONES Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL TANQUE SKIMMER.....	21
TABLA 2-10: VALOR DEL PROMEDIO Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DE LOS DIÁMETROS DE LA GOTA DE PETRÓLEO .....	23
TABLA 2-11: SUMATORIAS PARA EL AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 1 y 2 .....	25
TABLA 2-12: RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 1 y 2.....	25
TABLA 2-13: SUMATORIAS PARA EL AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 59 Y 60 HZ.....	27
TABLA 2-14: RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 59 Y 60 HZ.....	28
TABLA 3-1: PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO DE LA ESTACIÓN SECOYA .....	30
TABLA 3-2: VARIABLES DEL DISEÑO DEL TANQUE SKIMMER .....	30
TABLA 3-3: VARIABLES DEL DISEÑO DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA (PULMÓN) .....	31
TABLA 3-4: DATOS DE PROPIEDADES DE FLUIDO DE INYECCIÓN .....	32
TABLA 3-5: CAPACIDAD OPERATIVA DE BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	33
TABLA 3-6: RESULTADO DE LOS PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	33
TABLA 3-7: PARÁMETROS OPERATIVOS BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	35
TABLA 3-8: VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE CAPACIDAD - BOMBA DE BAJA PRESIÓN.....	35
TABLA 3-9: SUMATORIAS PARA AJUSTE LINEAL BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	36
TABLA 3-10: RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE BAJA PRESIÓN – DATOS FABRICANTE .....	36
TABLA 3-11: PARÁMETROS OPERATIVOS BOMBA DE ALTA PRESIÓN .....	38
TABLA 3-12: VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE CAPACIDAD BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	39
TABLA 3-13: SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS BOMBA DE ALTA PRESIÓN .....	39
TABLA 3-14: RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – DATOS FABRICANTE .....	40

TABLA 3-15: VALORES TEÓRICOS Y EXPERIMENTALES DE LAS CONCENTRACIONES Y DIÁMETROS DE LAS PARTÍCULAS.....	41
TABLA 3-16: PARÁMETROS FINALES RESULTANTES DEL AGUA TRATADA .....	43
TABLA 3-17: REGRESIONES LINEALES CAMPO – FABRICANTE BOMBAS DE BAJA PRESIÓN.....	43
TABLA 3-18: EFICIENCIA PROMEDIO BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	44
TABLA 3-19: REGRESIONES LINEALES CAMPO – FABRICANTE BOMBAS DE ALTA PRESIÓN.....	45
TABLA 3-20: EFICIENCIA PROMEDIO BOMBA DE ALTA PRESIÓN .....	46
TABLA 3-21: SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS SISTEMA PARALELO - BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	47
TABLA 3-22: PARÁMETROS DE FUNCIONES LINEALES – BOMBA DE BAJA PRESIÓN.....	47
TABLA 3-23: FUNCIÓN LINEAL PARA SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO – BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	47
TABLA 3-24: EFICIENCIA PROMEDIO SISTEMA EN PARALELO - BOMBA DE BAJA PRESIÓN.....	49
TABLA 3-25: SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS SISTEMA PARALELO - BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	49
TABLA 3-26: PARÁMETROS DE FUNCIONES LINEALES – BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	50
TABLA 3-27: FUNCION LINEAL PARA SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO – BOMBA DE ALTA PRESIÓN .....	50
TABLA 3-28: EFICIENCIA PROMEDIO SISTEMA BOMBEO EN PARALELO – BOMBA DE ALTA PRESIÓN .....	52
TABLA 3-29: SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS SISTEMA BOMBEO EN SERIE .....	53
TABLA 3-30: PARÁMETROS DE FUNCIONES LINEALES – SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE.....	53
TABLA 3-31: FUNCIÓN LINEAL PARA SISTEMA DE BOMBEO SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE.....	53
TABLA 3-32: EFICIENCIA PROMEDIO SISTEMA BOMBEO EN SERIE .....	54
TABLA 4-1: PROPIEDADES CONSIDERADAS PARA DISEÑAR SISTEMAS MODULARES .....	55
TABLA 4-2: VALORES DE DIÁMETROS Y ALTURAS PARA 500 BLS DE ACUERDO CON LA NORMA API 12F.....	55
TABLA 4-3: VARIABLES DE DISEÑO DE LOS TANQUES SKIMMER PARA SISTEMAS MODULARES .....	56
TABLA 4-4: PARÁMETROS MÍNIMOS DE OPERACIÓN BOMBA DE BAJA PRESIÓN.....	61
TABLA 4-5: PARÁMETROS MÍNIMOS DE OPERACIÓN BOMBA DE ALTA PRESIÓN.....	62
TABLA 4-6: VELOCIDADES ADMISIBLES PARA DISTINTOS TIPOS DE LINEAS .....	63
TABLA 4-7: PARÁMETROS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS MODULARES ....	65

## INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: FENÓMENOS FÍSICOS PARA DISEÑO DE TANQUES PARA UN SISTEMA DE TRATAMIENTO .....	73
ANEXO 2: CONFIGURACIÓN Y PARTES DEL TANQUE SKIMMER .....	76
ANEXO 3: DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS .....	77
ANEXO 4: ARREGLOS DE LOS SISTEMAS BOMBEO .....	79
ANEXO 5: TEORÍA DEL DISEÑO .....	81
ANEXO 6: PARÁMETROS PARA EL ANALISIS ESTADÍSTICO .....	92
ANEXO 7: DATOS DE CONCENTRACIONES Y DIÁMETROS DE PARTÍCULAS A LA SALIDA DEL TANQUE SKIMMER .....	94
ANEXO 8: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA GRUPO 1 - BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	95
ANEXO 9: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA GRUPO 2 - BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	96
ANEXO 10: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA - BOMBA DE ALTA PRESIÓN (59 HZ) .....	97
ANEXO 11: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA - BOMBA DE ALTA PRESIÓN (60 HZ) .....	98
ANEXO 12: CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO .....	99
ANEXO 13: DIMENSIONES DE DIÁMETROS Y ALTURAS DE TANQUES SEGÚN NORMA API 650 .....	108
ANEXO 14: DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE MANEJO DE AGUA-ESTACIÓN SECOYA .....	109
ANEXO 15: TABLA DE PROPIEDADES DE VAPOR - TEMPERATURA .....	110
ANEXO 16: CURVA DEL FABRICANTE BOMBA DE BAJA PRESIÓN (MODELO M3 STD) .....	111
ANEXO 17: PUNTOS REPRESENTATIVOS - CURVA FABRICANTE BOMBA DE BAJA PRESIÓN .....	112
ANEXO 18: DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE INYECCIÓN DE A POZO A POZO SCY - 026 .....	113
ANEXO 19: CURVA DEL FABRICANTE BOMBA DE ALTA PRESIÓN (MODELO REDA 538 S175N) .....	114
ANEXO 20: PUNTOS REPRESENTATIVOS - CURVA FABRICANTE BOMBA DE ALTA PRESIÓN .....	116
ANEXO 21: PRODUCCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN SECOYA 2016 – 2017 .....	117
ANEXO 22: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE BAJA PRESIÓN GRUPO 1 .....	118
ANEXO 23: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE BAJA PRESIÓN GRUPO 2 .....	119
ANEXO 24: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (59 HZ) .....	120
ANEXO 25: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (60 HZ) .....	121
ANEXO 26: SISTEMA DE BOMBEO BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 1 .....	122
ANEXO 27: SISTEMA DE BOMBEO BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 2 .....	123

ANEXO 28: SISTEMA DE BOMBEO ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA DE 59 HZ .....	124
ANEXO 29: SISTEMA DE BOMBEO ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA DE 60 HZ .....	125
ANEXO 30: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE - GRUPO 1 .....	126
ANEXO 31: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE - GRUPO 2 .....	127
ANEXO 32: DIMENSIONES DE DIÁMETROS Y ALTURAS DE TANQUES SEGÚN NORMA API 12F .....	128
ANEXO 33: GLOSARIO .....	129

## RESUMEN

En este proyecto se elaboró un algoritmo para el diseño de Sistemas Modulares de Tratamiento de Agua para Recuperación Secundaria que cumplan con estándares ambientales y con las normativas internas de Petroamazonas EP, basado en el análisis de la Planta de Tratamiento de la Estación Secoya.

Para el desarrollo del algoritmo se evaluó dicha planta cuyo método de separación es gravitacional (diferencia de densidades). Se inició con la réplica del diseño de los equipos, para esto se estableció dos sistemas de análisis, el primero conformado por tanques (Skimmer y Pulmón) y el segundo por bombas (baja y alta presión).

En este análisis se evaluó parámetros de diseño para cada uno de los sistemas, los cuales para el caso de tanques son tiempo de residencia, diámetro de la partícula, diámetro y altura del tanque y en lo que respecta a las bombas los parámetros analizados fueron capacidades, cargas, cabeza de succión neta positiva (NPSH) y potencia, además a este sistema se analizó en dos conjuntos: paralelo y en serie. Estos parámetros de estudio fueron considerados debido a que son los que comprometen a la planta a tener un sobredimensionamiento o subutilización si no son correctamente establecidos.

A partir de este estudio y con los datos tomados en campo de la realidad operativa, se evaluó la eficiencia con la cual trabaja esta planta. Con todo este análisis se obtuvo una base sólida que sirvió para el diseño de los sistemas modulares. Además de considerar los parámetros de diseño se tomó en cuenta otros factores como la viabilidad de ser transportados e instalados.

## PRESENTACIÓN

Al inicio de la producción de hidrocarburos (petróleo y gas) tenemos un fluido extra conocido como agua de formación, el cual genera problemas al tener grandes cantidades de sales, sólidos en suspensión y gases disueltos, ya que en superficie al tener condiciones de presión y temperatura diferentes a su condición inicial afectan a los equipos dispuestos en superficie.

Con el pasar del tiempo la producción de agua incrementa de tal manera que ha sido aproximadamente seis veces mayor a la de petróleo; además las presiones del yacimiento declinan por lo que extraer petróleo de esta zona ya no resulta rentable. Debido a la alta producción de agua darle una disposición final que cumpla con los estándares ambientales resulta ser otro problema.

Para aprovechar el agua producida una solución que se ha dado es someterla a un proceso de tratamiento a través de un conjunto de equipos (tanques y bombas) que conforman una planta, cuyo objetivo es disminuir los compuestos que afectan la calidad del agua. Después del proceso de tratamiento se tienen dos opciones para su disposición final, la inyección o reinyección, siendo la más rentable la inyección debido a que mejora las presiones de la zona productora, lo cual se ve reflejado en un incremento de producción de hidrocarburos.

Este trabajo presenta una evaluación de la Planta de Tratamiento de Agua de la Estación Secoya mediante un análisis de los equipos que conforman la misma, los cuales son: bombas de alta y baja presión, tanques Skimmer, almacenamiento de agua (Pulmón) y crudo (Rebose).

Para este estudio se dividió en dos sistemas, iniciando con la realización de la réplica del diseño analizando parámetros como:

- Sistema de tanques: tiempo de residencia, diámetro de la partícula, diámetro y altura del tanque.



- Sistema de bombas: capacidades, cargas, cabeza de succión neta positiva (NPSH) y potencia, incluyendo un análisis en paralelo y en serie.

Posteriormente se realizó un análisis de la eficiencia de la planta, mediante la toma de datos en campo del funcionamiento logrando de esta manera una comparación real – teórica. Con todo este estudio se llevó a cabo un algoritmo para el diseño de sistemas modulares.

El capítulo 1 presenta un preámbulo de las necesidades por las cuales se realiza este trabajo y define los principales aspectos en los cuales se basa el mismo.

El capítulo 2 describe a la planta de tratamiento de la Estación Secoya y cuál es su procesamiento, además de un análisis del comportamiento actual en base a la toma de datos en campo.

El capítulo 3 muestra el desarrollo de la réplica del diseño y un análisis comparativo del funcionamiento teórico – real de tal manera que se determinó la eficiencia de operación.

El capítulo 4 describe y desarrolla el algoritmo para diseñar sistemas modulares en función de diferentes caudales operativos.

El capítulo 5 da a conocer las conclusiones que se obtuvieron durante el desarrollo de la evaluación de la planta de tratamiento y el posterior diseño de los sistemas modulares.

# CAPÍTULO 1

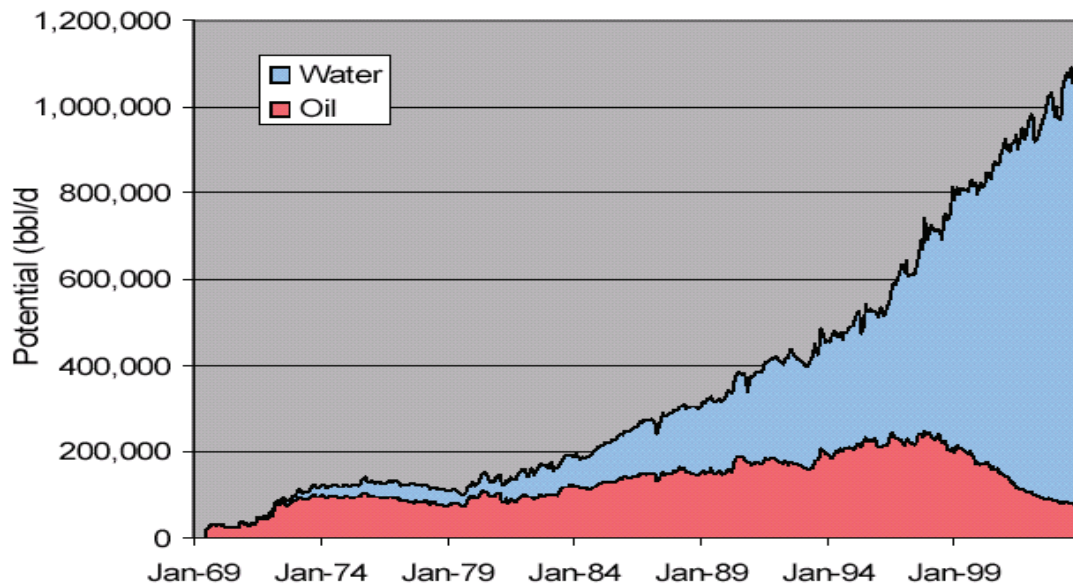
## INTRODUCCIÓN – MARCO TEÓRICO

### 1.1 INTRODUCCIÓN

#### 1.1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El fluido extraído de los pozos está constituido por agua de formación, gas, petróleo y sólidos, posteriormente estas fases a través de equipos en las facilidades de superficie son separadas. Siendo el agua de formación el mayor desperdicio (figura 1-1), ya que históricamente en casi todos los pozos su producción ha sido 6 veces mayor a la del petróleo (Revelo, 2015; Arnold, 2008).

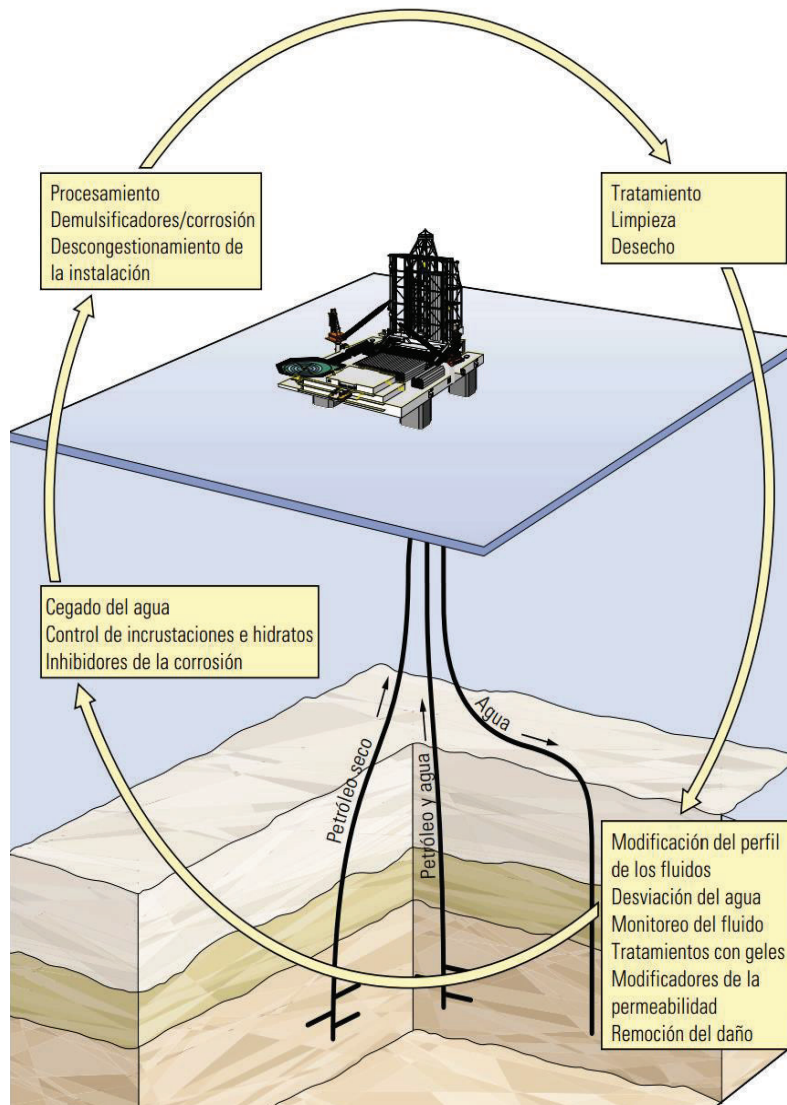
**FIGURA 1-1:** PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO EN EL TIEMPO (Ballenilla, 2006)



Esta agua posee una gran cantidad de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos, por tal motivo los reglamentos vigentes, no permiten su descarga al medio ambiente sin antes tener un previo tratamiento (Arnold, 2008).

En el caso de nuestro país el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas es el que establece los indicadores de parámetros y especificaciones permisibles (RAOHE, 2010).

**FIGURA 1-2: CICLO DEL AGUA DE FORMACIÓN (Arnold et al, 2004)**



Con el fin de reusar el agua producida, se ha implementado sistemas de tratamiento que mejoran su calidad y poder dar una disposición útil al ser inyectada o reinyectada, ayudando de esta manera a mantener la presión y con esto aumentar la producción en campos maduros (Arnold, et al, 2004; ARPEL, s.f.; Abdel-Aal y Fahim, 2003).

En la actualidad, al momento de diseñar estos sistemas de tratamiento se emplea un factor de seguridad (volumen a tratar), cuyo valor fluctúa normalmente entre un 10 a 15%, sin embargo, este rango puede variar dependiendo del criterio del

grupo de ingeniería a cargo. En ocasiones al ponerlos en ejecución se ha tenido como resultado diseños innecesarios, generando operaciones insatisfactorias en cuanto a su eficiencia, motivo por el cual se debe realizar un correcto estudio de la planta, analizando los parámetros de diseño (Arnold, 2008; Dávalos, 2014, Kenneth, 2006, Mott, 2006, Ruiz, s.f.).

Al no encontrarse bien dimensionada la planta puede afectar la calidad de agua a inyectar, lo que refleja que el sistema no trabaja eficientemente, causando problemas futuros en el sistema de inyección y/o posibles taponamientos de la formación (Mancilla, 2012).

Construir e instalar una planta demanda tiempo y dinero, dos factores que tienen gran influencia en la industria petrolera. Por tal motivo, buscando mejorar estos factores, se ha encontrado una solución en el diseño y construcción de sistemas modulares (plantas de tratamiento móviles) (Fierro, 2006).

Estas plantas móviles constan de un sistema de bombas y tanques, los cuales permiten el inicio o la ampliación de un tratamiento de agua con una instalación rápida por ser fácil de transportar debido a su tamaño, flexibilidad, espaciado, fabricación, lo cual se refleja en un aporte económico (Fierro, 2006; Mancilla, 2012).

En el presente trabajo de titulación se evaluará la Estación Secoya, la cual actualmente presenta un problema de sobredimensionamiento. Se analizarán los tiempos de residencia con respecto a la altura de los tanques y las curvas de eficiencia de las bombas (Revelo, 2015).

Por lo mencionado anteriormente es necesario realizar el estudio de la planta de tratamiento de agua para poder diseñar sistemas modulares que se ocuparán para la recuperación secundaria (Revelo, 2015; Mott, 2006).

### 1.1.2 JUSTIFICACIÓN

El estudio por realizar presenta un aporte dentro del área de Facilidades de Superficie, ya que permite el análisis del sistema de tratamiento de agua evaluando caudales, tiempos de residencia, propiedades de los fluidos, diámetros de gota, análisis de pérdidas de presión, potencias y curvas de eficiencia de las bombas, de esta manera diseñar un sistema óptimo que pueda ser modular (Arnold, 2008).

El desarrollo de este trabajo tuvo como enfoque encontrar parámetros de ajuste y con esto generar un algoritmo para el diseño de sistemas modulares, con el fin de evitar un sobredimensionamiento y servir como punto de partida para posteriores proyectos, permitiendo que el agua de inyección cuente con los parámetros adecuados para su disposición final, lo que beneficia tanto en el aspecto económico, funcional y ambiental a Petroamazonas EP (Carrión y Jaya, 2011).

### 1.1.3 OBJETIVOS

#### **General:**

Evaluar la planta de tratamiento de agua de la Estación Secoya y diseñar sistemas modulares para recuperación secundaria.

#### **Específicos:**

- Analizar la composición y propiedades del agua que ingresa a la planta de tratamiento.
- Desarrollar los modelos ideales con los que se diseñaron la planta de tratamiento.
- Recolectar información de variables de procesos reales que se calculan en los modelos ideales.
- Ajustar el cambio de variables de procesos ideales con las variaciones reales.
- Analizar los arreglos del sistema de bombeo para la inyección.
- Analizar la composición y propiedades del agua que sale de la planta de tratamiento para que cumplan con los parámetros especificados en el RAOHE.

- Obtener los parámetros de ajuste de las ecuaciones de diseño empíricas para los equipos
- Generar el algoritmo para el diseño de sistemas modulares.

## 1.2 GENERALIDADES

### 1.2.1 FLUIDO DE FORMACIÓN

Durante la extracción de crudo se obtiene conjuntamente una mezcla de sedimentos con fluidos asociados como el gas natural y agua salada denominada comúnmente agua de formación.

#### Agua de formación

Es el agua producto de la depositación o flujo de mares, lagos antiguos entre otros que quedaron atrapados ocupando los espacios entre sedimentos, este fluido se encuentra generalmente presente en casi todos los yacimientos productivos de petróleo ya sea en forma o no de emulsión. El agua con el pasar del tiempo y debido a las condiciones de presión y temperatura disuelve una gran cantidad minerales y sales asociadas con el lugar en donde se encuentra atrapada, lo que hace que este fluido tenga una característica propia dependiendo de la formación geológica en la que se encuentre (Montenegro, 2013; Arnold, 2008).

Por lo cual ante las impurezas asociadas con el agua y su producción imprevista es necesario conocer algunas de sus propiedades y características con el fin de buscar un tratamiento adecuado para contrarrestar o minimizar las afecciones que se puedan presentar durante la producción de crudo (Arnold et al, 2004).

**TABLA 1-1: PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN (Montenegro, 2013)**

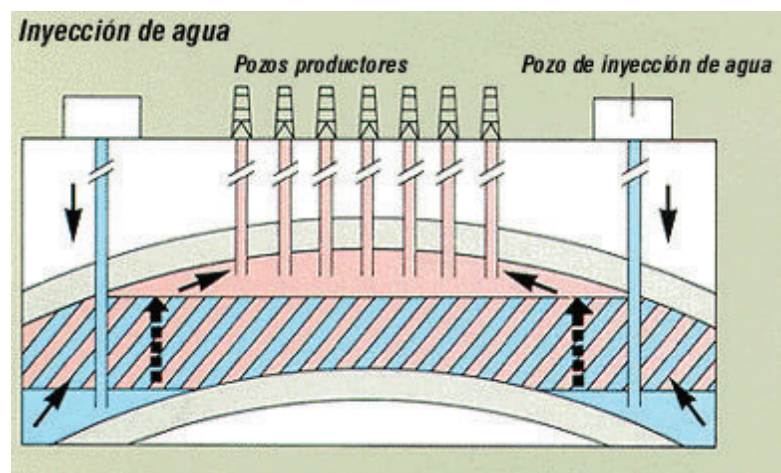
Propiedades	Definición	Característica
<b>Ph</b>	Representa la medida de acidez relativa o alcalinidad del agua.	Corrosividad e incrustación del agua. El agua formación generalmente tiene un pH igual a 8
<b>Alcalinidad</b>	Cantidad de iones en el agua que reaccionan para neutralizar los iones de hidrógeno	Se atribuye a iones de bicarbonatos, carbonatos e hidroxilos. Al sobrepasar su cantidad se precipita formando sólidos.
<b>Dureza</b>	Suma de cationes metálicos no alcalinos presentes en el agua,	Parámetro significativo para determinación de la calidad de agua

	mayoritariamente cationes de calcio y magnesio.	
<b>Cloruros</b>	Ión predominante en el agua de formación su mayor fuente es el cloruro de sodio	Generan corrosión salina que se encuentra en relación directa con la concentración
<b>Sulfatos</b>	Alimento de bacterias sulfato reductoras produciendo sulfuro de hidrogeno.	Pueden formar incrustaciones insolubles y corrosión
<b>Hierro Total</b>	Contenido de hierro disuelto	Valores altos generan corrosión
<b>Turbidez</b>	Se formada por la materia sólida suspendida, disueltas y materia coloidal	Se debe buscar valores bajos sus límites dependen de cada país para disposición.
<b>Coloides</b>	Medida de materia (orgánica e inorgánica) en suspensión	Alta cantidad ocasiona problemas en equipos.
<b>Sólidos Totales Disueltos (TSS)</b>	Medida de materiales sedimentables, sólidos suspendidos y coloides	Alta concentración puede generar precipitación en forma de escalas.
<b>Demanda Química de Oxígeno (DQO)</b>	Parámetro que estima la contaminación química de agua.	Puede ocasionar formación de bacterias
<b>Petróleo Residual</b>	Cantidad de petróleo remanente en el agua de formación.	Genera problemas operativos de superficie e inyección.

## 1.2.2 RECUPERACIÓN DE CRUDO

Para recuperar el petróleo existen tres etapas que son: la primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La inyección de agua que es parte de este estudio se encuentra en la segunda etapa y como su nombre lo indica se trata de inyectar agua a una capa del subsuelo determinada para promover el empuje de crudo a la superficie.

**FIGURA 1-3:** DIAGRAMA DE INYECCIÓN DE AGUA (Comunidad Petrolera, 2009)



La inyección de agua es el método más utilizado debido a la disponibilidad de agua y bajos costos respecto a otros tipos de inyección. Muchas veces el agua de



producción de la primera etapa es utilizada para este tipo de recuperación, pero es necesario que el agua de formación sea despojada de la mayor cantidad de crudo remanente ya que pueden formar películas que tapen los poros del subsuelo afectando la tasa de admisión y generando taponamiento que en el peor de los casos puede ser total (Valencia, 2012; Paris, 2001).

### **1.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA**

#### **1.3.1 DESCRIPCIÓN**

Los equipos utilizados para separar las gotas de petróleo de la fase acuosa permiten que estas puedan coalescer (unión de partículas) y ser separadas hasta llegar a superficie en donde se forma una capa de petróleo, la cual es removida y enviada a un tanque de almacenamiento de crudo (rebose). Para una mejor remoción se utilizan platos interceptores sean paralelos o corrugados, los mismos que son usados para promover la coalescencia de las gotas, incrementando su tamaño y por ende su velocidad para llegar a la superficie (Arnold y Stewart, 2008; Abdel y Fahim, 2003).

El agua separada es enviada a un tanque de almacenamiento (pulmón) el cual complementa el proceso de separación, en la parte superior se forma una capa de petróleo que es enviada al tanque de almacenamiento de crudo (rebose) (Arnold y Stewart, 2008).

En el caso de las operaciones onshore el agua ya tratada es utilizada para la reinyección a la formación o inyección a pozos mediante el uso de bombas de desplazamiento positivo (Arnold y Stewart, 2008; API, 1996).

La coalescencia, separación gravitacional y dispersión son los tres fenómenos físicos utilizados para diseñar los equipos de tratamiento de agua, los cuales están descritos en el Anexo 1.

Para la disposición final del agua tratada existen normas reglamentarias que para el caso de nuestro país quien las rige es el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE) dispuesto por el Ministerio



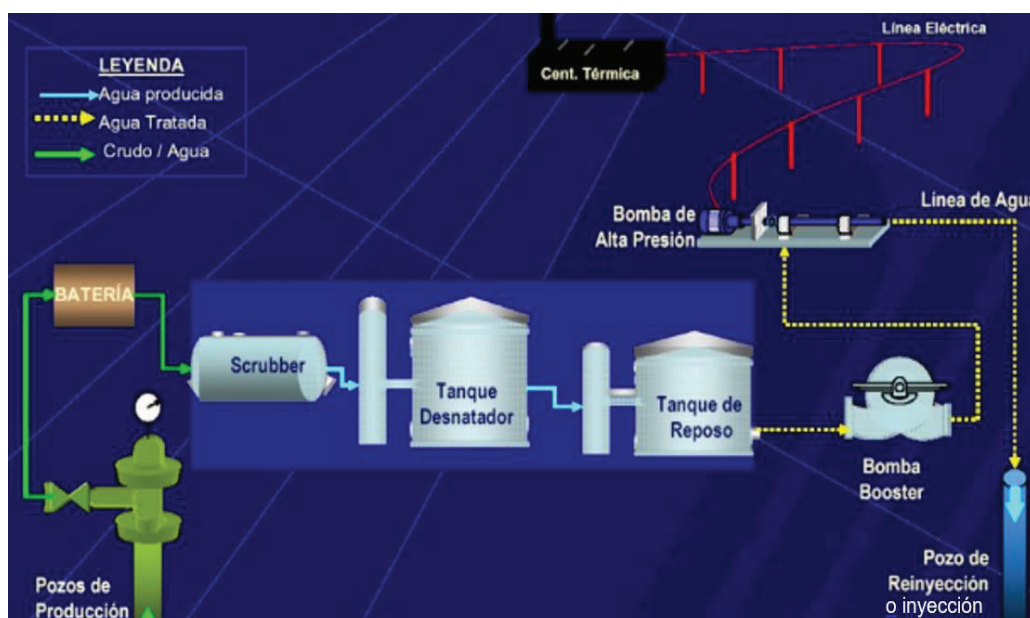
del Medio Ambiente, el cual establece según el artículo 29 que “Todo afluente líquido proveniente de las diferentes fases de operación, que deban ser descargados al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos”.

**TABLA 1-2: LÍMITES PERMISIBLES DISPUESTOS POR EL RAHOE (RAHOE, 2010)**

Parámetro	Unidad	Valor Límite
Potencial hidrógeno, pH	-	5<pH<9
Conductividad eléctrica, CE	Us/cm	<2500
Hidrocarburos Totales, TPH	mg/l	<20
Demanda química de oxígeno, DQO	mg/l	<120
Sólidos Totales, ST	mg/l	<1700
Bario, Ba	mg/l	<5
Cromo (total), Cr	mg/l	<0,5
Plomo, Pb	mg/l	<0,5
Vanadio	mg/l	<1

A continuación, se muestra un diagrama del sistema de tratamiento de agua:

**FIGURA 1-4: DIAGRAMA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA (PlusPetrol, s.f.)**



### 1.3.2 TANQUES

Existen tres tipos de tanques que se utilizan en una planta de tratamiento de agua, provistos de un sistema de atmósfera controlado que evita la inclusión de oxígeno al sistema de inyección. A continuación, se describirán estos tanques:

#### **Tanque Skimmer**

Estos tanques utilizan como principio la separación gravitacional, es decir por medio de una separación física y mecánica el petróleo libre se aparta de la fase acuosa.

Las configuraciones y partes de este equipo están descritas en el Anexo 2.

#### **Tanque de Almacenamiento de Agua (Pulmón)**

Este tanque complementa el proceso de separación al amortiguar las perturbaciones que pueden ocurrir en el tanque Skimmer, también proporciona un tiempo de residencia adicional dando lugar a la separación del crudo remanente (Arnold y Stewart, 2008).

#### **Tanque de Almacenamiento de Crudo (Rebose)**

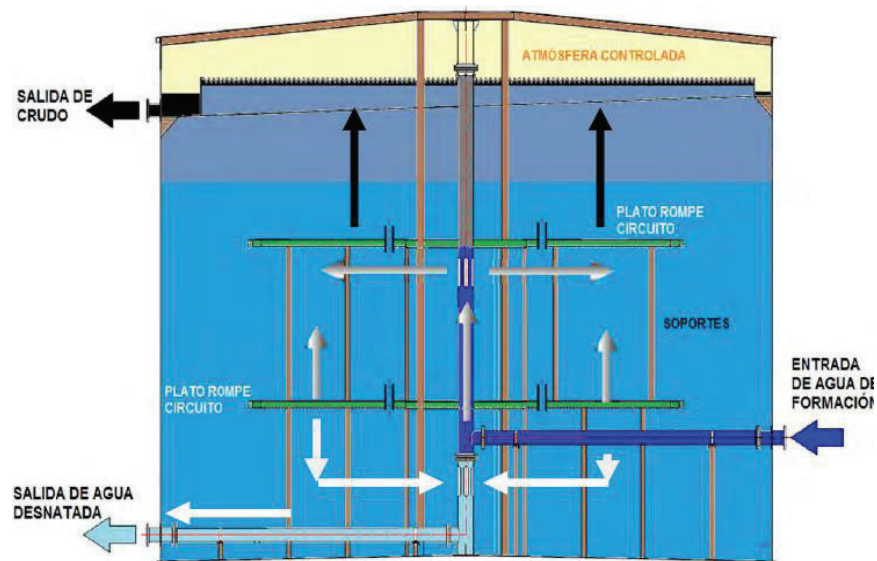
El petróleo crudo obtenido de los tanques Skimmer y Pulmón es enviados a este recipiente, el cual cumple con tres funciones específicas:

- Acumular las capas de crudo recuperadas de los otros dos tanques
- Dar un nivel de líquido para mejorar la succión de las bombas
- Recolectar los reboses en caso de un aumento en los niveles de líquidos de los otros dos tanques

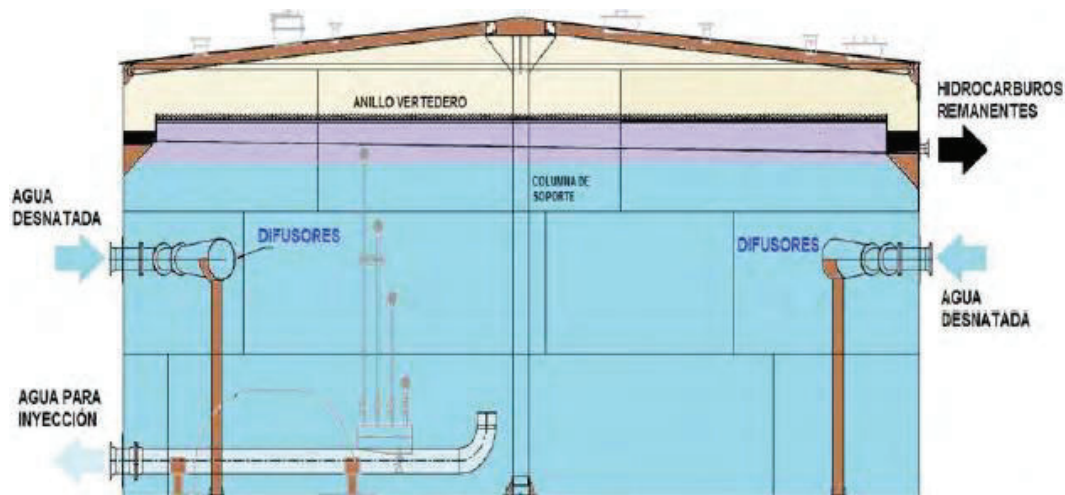
(Pardaliservices, 2012).

Las figuras 1-5 y 1-6 muestran los diagramas de los tanques Skimmer y de almacenamiento de agua (Pulmón):

**FIGURA 1-5 TANQUE SKIMMER VERTICAL ATMOSFÉRICO** (Pardaliseservices, 2012)



**FIGURA 1-6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA (PULMÓN)** (Pardaliseservices, 2012)



### 1.3.3 SISTEMA DE BOMBEO

Un sistema de bombeo consta de accesorios y equipos dispuestos de tal manera que cumplan con el objetivo de transportar un fluido bajo condiciones establecidas para requerimientos específicos.

Dentro de este sistema uno de los equipos principales son las bombas existiendo una gran variedad (clasificación Anexo 3) siendo las de tipo centrifugas las más utilizadas dentro de una planta de tratamiento de agua.

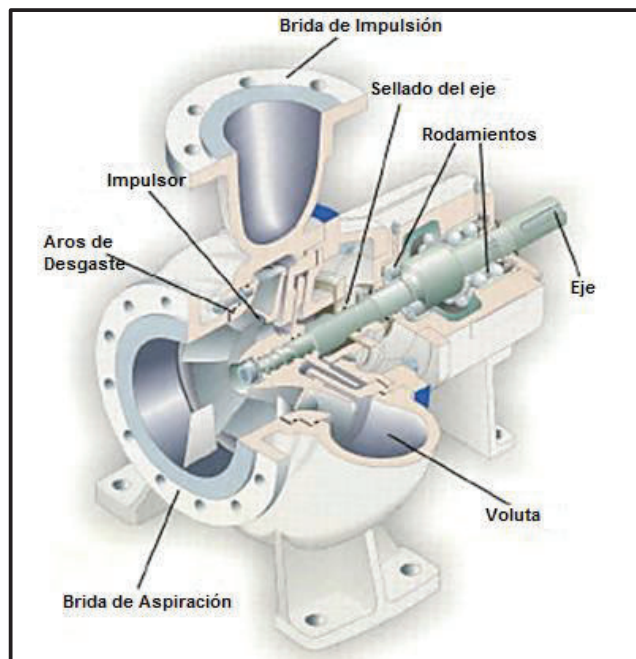
## Bombas Centrífugas

Estas bombas constan de uno o más rodets provistos de alabes de diversas formas montados sobre un eje el cual fuerza al fluido a seguir un movimiento rotativo incrementando su energía cinética dentro de una carcasa circular que actúa como cámara de presión. La carcasa puede ser tipo voluta o difusor la diferencia se da debido a su forma y configuración (Corredor, 2014; Bombas Centrífugas, s.f.).

El sistema de bombeo puede encontrarse dispuesto en dos tipos de arreglos en serie y paralelo los cuales son descritos en el Anexo 4.

En la siguiente figura se muestra los componentes típicos de una bomba centrífuga:

**FIGURA 1-7: COMPONENTES BOMBA CENTRÍFUGA** (Carnicer y Mainar, 2004)



## 1.4 TEORÍA DEL DISEÑO

Los parámetros básicos para el análisis del diseño son:

### Sistema de Tanques:

- Tiempo de residencia, tr.

- Distribución del tamaño de gotas de petróleo.
- Diámetro de la partícula,  $d_m$ .
- Concentración de hidrocarburo en agua,  $C$ .
- Velocidad de la partícula,  $V_o$ .
- Gravedad específica,  $SG_w$ ,  $SG_o$ .
- Viscosidad,  $\mu_o$ .
- Diámetro del tanque,  $d$ .

(Arnold y Stewart, 2008).

#### **Sistema de Bombeo:**

- La capacidad,  $Q$ .
- La altura o cargas,  $H$ .
- Curvas características de las bombas.
- Rendimiento,  $\varphi$ .
- Potencia absorbida, BHP.
- Línea de impulsión,  $D$ .
- Curva del sistema.
- Carga Neta de Succión Positiva, NPSH.
- Cavitación.

(Corredor, 2014; Reyes et al, 1997)

Las definiciones y ecuaciones correspondientes a cada parámetro están detalladas en el Anexo 5.

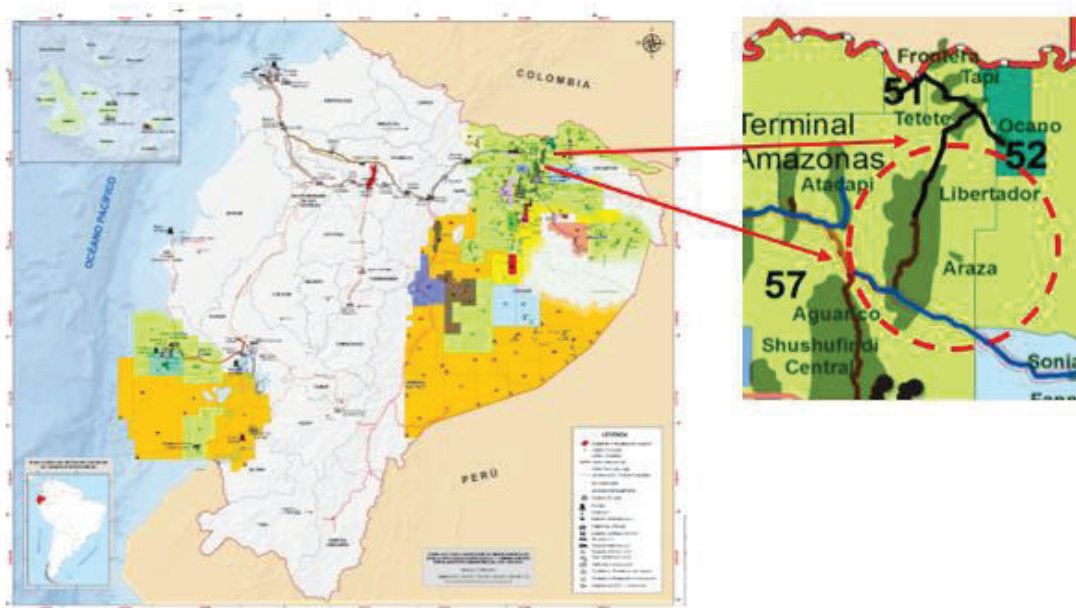
## CAPÍTULO 2

### ANÁLISIS EXPERIMENTAL

#### 2.1 UBICACIÓN

El área de Producción Libertador se encuentra ubicada al nor-oriente de la Amazonía Ecuatoriana y está conformada por los campos Shuara, Shushuqui, Pichincha, Atacapi y Secoya. A continuación, se muestra la ubicación del área del Campo Libertador.

**FIGURA 2-1** UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LIBERTADOR (Petromazonas EP, 2017)



La ubicación de Estación Secoya presenta las condiciones indicadas en la siguiente tabla:

**TABLA 2-1:** UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN SECOYA (Pardaliservices, 2012)

Puntos GPS			
Estación Secoya	Norte (m)	Este (m)	Cota (m)
	1001334	322965	295



Los tanques (Skimmer, Rebose y Pulmón) que conforman la Planta de Tratamiento en la Estación Secoya están instalados en el área adyacente del tanque Oleoducto 3 (Capacidad de 85 000 BLS, EP P880024840), en un área de 1 760 m<sup>2</sup> (18 950 pies<sup>2</sup>). A continuación, se muestra el mapa geográfico de la Estación Secoya (Pardaliservices, 2012).

**FIGURA 2-2:** UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ESTACIÓN SECOYA (Pardaliservices, 2012)



La Planta de Tratamiento de Agua de la Estación Secoya trata de alimentar simultáneamente los pozos para recuperación secundaria (SCY-026 y SCY-034) y los pozos sumideros (SCY-25 Y SCY-RW1) cuyas coordenadas se presenta en la Tabla 2-2.

**TABLA 2-2:** UBICACIÓN DE POZOS (Pardaliservices, 2012)

Puntos GPS			
	Norte (m)	Este (m)	Cota (m)
Pozo SCY-025	9 998 900,46	321 897,13	259,46

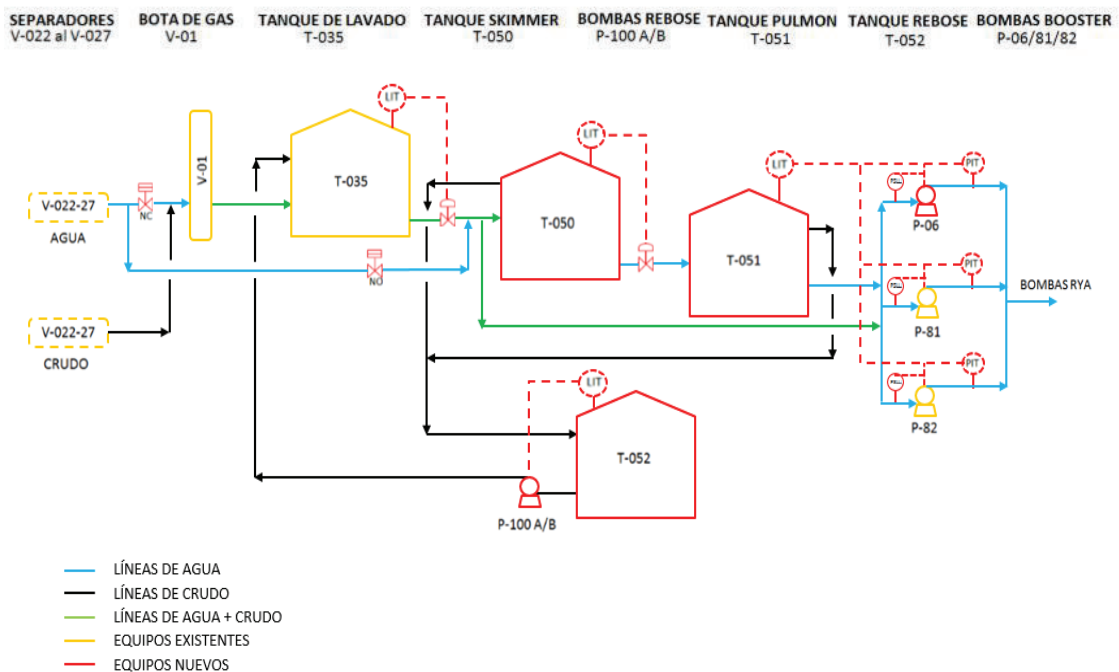
Pozo SCY-026	10 004 464,74	322 ,815,85	262,55
Pozo SCY-034	10 001 834,25	323 218,57	292,39
Pozo SCY-RW1	10 001 631.56	322 044,50	256,51

## 2.2 GENERALIDADES

Durante el 2012 las instalaciones de la Estación Secoya manejaban un caudal de agua de formación de 20 000 BWPD, sin embargo, con el tiempo esta producción aumentaría, de tal manera que en este año se realiza un proyecto que contempla la construcción de una Planta de Tratamiento en la Estación Secoya, la misma que fue diseñada para un caudal de 50 000 BWPPD, este valor se obtuvo mediante pronósticos de producción de agua e incrementando un factor de seguridad del 20% (Pardaliservices, 2012).

La figura 2-3 muestra el diagrama de flujo de la planta de tratamiento, de color rojo se presentan los equipos propuestos que se implementarán en la Estación Secoya y de color amarillo los equipos existentes en dicha estación.

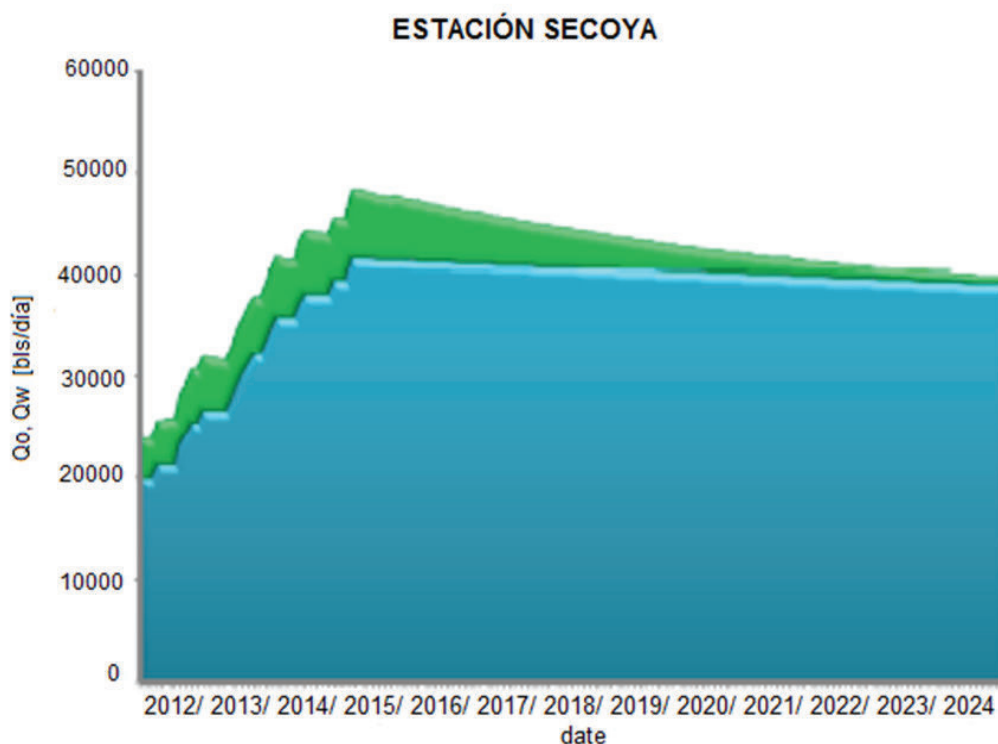
**FIGURA 2-3** PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE LA ESTACIÓN SECOYA  
(Pardaliservices, 2012)





A continuación, en la figura 2-4 se indica dos secciones, una de color azul que representa la producción de agua y otra verde que pertenece a la producción de petróleo. La distribución de agua a los pozos existentes se predice realizar acorde a la tabla 2-3:

**FIGURA 2-4:** PRODUCCIÓN PROGNOSTICADA DE AGUA Y PETRÓLEO PARA LA ESTACIÓN SECOYA (Pardaliseservices, 2012)



**TABLA 2-3:** FLUJO A REINYECTAR / INYECTAR POR POZO (Pardaliseservices, 2012)

Flujo Continuo (BWPD)		
Pozo	Mínimo	Máximo
Pozo SCY-025	10 000	15 000
Pozo SCY-026	2 000	10 000
Pozo SCY-034	2 000	6 000
Pozo SCY-RW1	10 000	15 000

La prioridad de inyección de agua será para los pozos de Recuperación Secundaria por lo cual se establece el sistema de control que garantice el flujo máximo para dichos pozos.

### 2.2.1 CONDICIONES METEREOLÓGICAS

Las condiciones meteorológicas por considerar son las siguientes:

**TABLA 2-4:** CONDICIONES METEREOLÓGICAS DE LA ESTACIÓN SECOYA (Pardaliservices, 2012)

Condición Ambiental	Unidad	Valor
Presión atmosférica	Psi	14,36
Temperatura	°F	120

### 2.2.2 AGUA DE FORMACIÓN

Para el diseño de construcción de la Planta de Tratamiento de la Estación Secoya se tomó los datos de caracterización del agua de formación indicados en la tabla:

**TABLA 2-5:** CARACTERIZACIÓN AGUA DE FORMACIÓN (Pardaliservices, 2012)

Parámetro	Valor
pH	6,5
Temperatura, °F.	118 -120
Alcalinidad Total, ppm CaCO <sub>3</sub>	600
Dureza Total, ppm CaCO <sub>3</sub>	8600
Cloruros, ppm	25200
Hierro, ppm	34
Sulfatos, ppm SO <sub>4</sub>	300
H <sub>2</sub> S en agua, ppm	0,3
Aceite en agua, ppm	29

### 2.2.3 FACILIDADES

El sistema de tratamiento propuesto consta de los siguientes equipos:

- Tres tanques Skimmer, Pulmón y Reboso.
- Bombas de baja y alta presión hasta llegar a la reinyección/inyección del agua tratada.

Las dimensiones de estos tanques son las siguientes:

**TABLA 2-6:** DIMENSIONES DE LOS TANQUES SKIMMER, PULMÓN Y REBOSE (Pardaliseservices, 2012)

EQUIPO	TAG	Flujo [BWPD]	Tiempo Hidráulico [h]	Diámetro [ft]	Altura [ft]
Tanque Skimmer	T-050	5000	3	45	24
Tanque Pulmón	T-051	50000	2,4	45	18
Tanque Rebose	T-052	5000	2,4	15,5	16

Las bombas trasvase se encuentran instaladas en paralelo ubicadas según indica la figura:

**FIGURA 2-5:** UBICACIÓN BOMBAS TRASVASE (Petroamazonas EP, 2017)



Sus dimensiones tamaño y modelo se indican la siguiente tabla:

**TABLA 2-7:** DIMENSIONES DE LAS BOMBAS DE BAJA PRESIÓN (Pardaliseservices, 2012)

TAG	Modelo	Tamaño	Motor
P-81	MK3 STD	2K6X4-13	125 HP, 60 HZ, 460 v, 3545 rpm

P-82	MK3 STD	2K6X4-13	150 HP, 60 HZ, 460 v, 3565 rpm
P-06	MK3 STD	2K6X4-10	125 HP, 60 HZ, 460 v, 3545 rpm

Las bombas de alta presión para la inyección del fluido se encuentran instaladas en paralelo y sus dimensiones tamaño - modelo se indican la siguiente tabla:

**TABLA 2-8:** DIMENSIONES DE LAS BOMBAS DE ALTA PRESIÓN  
(Pardaliservices, 2012)

TAG	Modelo	Motor
P-1261	S6000Z (S175N)	300 HP, 60 HZ, 460 v, 3575 rpm
P-1262	S6000N (S175N)	300 HP, 60 HZ 460 v, 3575 rpm

## 2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

La planta de tratamiento de la Estación Secoya tiene por objetivo separar el petróleo presente en el agua a través de un proceso de desnatado para posteriormente inyectar o reinyectar el agua tratada.

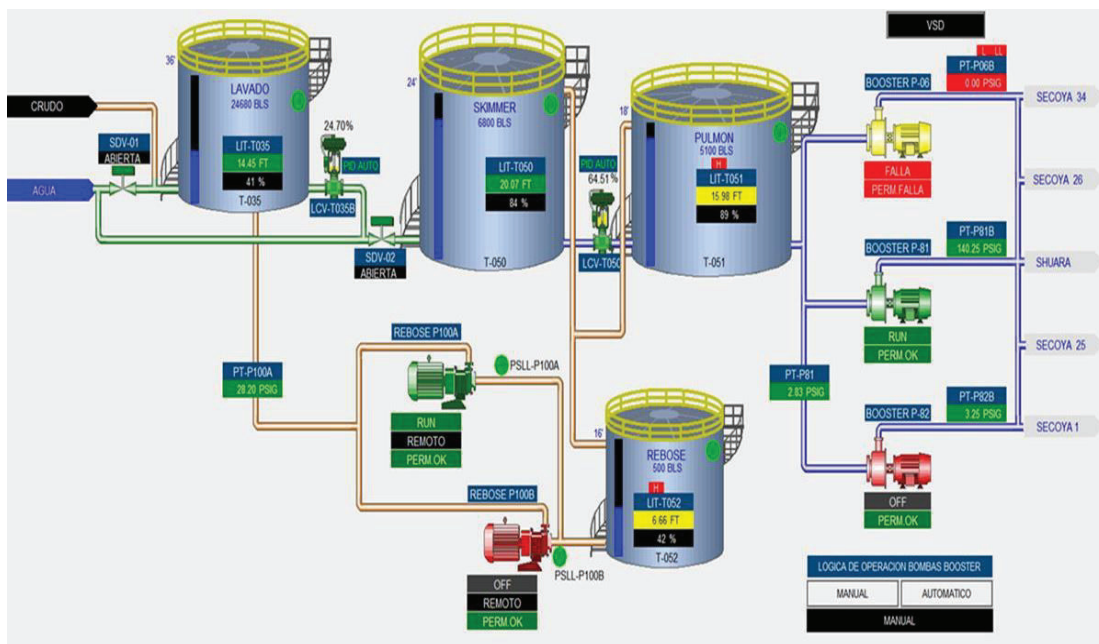
El agua por tratar proviene del tanque de lavado con una concentración de 10 a 100 ppm dirigiéndose al tanque Skimmer, en donde mediante un tiempo de retención de aproximadamente tres horas se produce el proceso de desnatado formándose en la superficie una capa de petróleo crudo que es enviada al tanque de rebose y el agua separada que conforma más del 90% del nivel del tanque Skimmer es enviada al tanque pulmón.

El agua al llegar al tanque pulmón alcanza un tiempo de residencia de 2,4 horas para posteriormente dirigirse a las bombas de baja presión, las cuales serán alimentadas por gravedad. Existen tres bombas de baja presión cada una tiene una capacidad de bombeo de 30 000 BWPD para una cabeza de 320 pies y con

una potencia que se encuentra bordeando los 125 HP, en condiciones normales de operación trabajan dos bombas y la tercera permanece de respaldo. La función de estas bombas es enviar el agua tratada a bombas de reinyección dispuestas en los PAD de los pozos inyectoros y reinyectoros.

El pozo de inyección a analizar será el Secoya 26 (SCY-026) debido a que este se encuentra a una distancia más lejana entre los dos pozos inyectoros existentes, el cual recibe el fluido de la Estación Secoya a una bomba horizontal centrífuga multietapas ubicada en el PAD de inyección, de igual manera existe otra bomba con igual especificación que la primera la cual podrá actuar en paralelo o ser utilizada como emergente.

**FIGURA 2-6:** DIAGRAMA DEL PROCESO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA ESTACIÓN SECOYA (Petroamazonas EP, 2015)



## 2.4 PROCESAMIENTO DE DATOS

### 2.4.1 TANQUES

Como resultado del trabajo de campo se registraron datos de concentraciones y total de sólidos suspendidos a la entrada y salida del tanque Skimmer durante 30 días consecutivos tomando como referencia el mes considerado para el estudio.

Estos datos son considerados como valores representativos para este equipo, además en el Anexo 6 constan cada uno de ellos.

Para empezar el procesamiento cuantitativo de los datos obtenidos en campo calculamos valores promedios de los mismos. Para los dos casos, concentraciones y total de sólidos suspendidos a la entrada y salida del Skimmer utilizamos una media aritmética con la cual obtuvimos las siguientes cifras:

**TABLA 2-9:** VALORES PROMEDIOS DE CONCENTRACIONES Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL TANQUE SKIMMER (Petroamazonas EP, 2017)

Tanque Skimmer	Concentraciones [ppm]	Sólidos Suspendidos [ppm]
Entrada	25,92	23,32
Salida	8,17	14,77

Para continuar, separamos el procesamiento de datos de las concentraciones y el de sólidos totales suspendidos.

### Concentraciones:

En el Anexo 5 se menciona una relación lineal entre las concentraciones y el diámetro de la partícula, esta relación se utiliza en el caso de no contar con el dato del diámetro de la partícula e incluso se puede asumir un valor de 150  $\mu\text{m}$ .

Sin embargo, de acuerdo con lo citado en Pardaliservices se tiene una relación exponencial válida para concentraciones mayores a 50 ppm, la cual se describe a continuación:

$$dm_1 = \left(\frac{C_1}{C_2}\right)^{0,33} dm_2$$

Dónde:

$dm_1$  = diámetro a una concentración (1), en  $\mu\text{m}$ .

$dm_2$  = diámetro a una concentración (2), en  $\mu\text{m}$ .

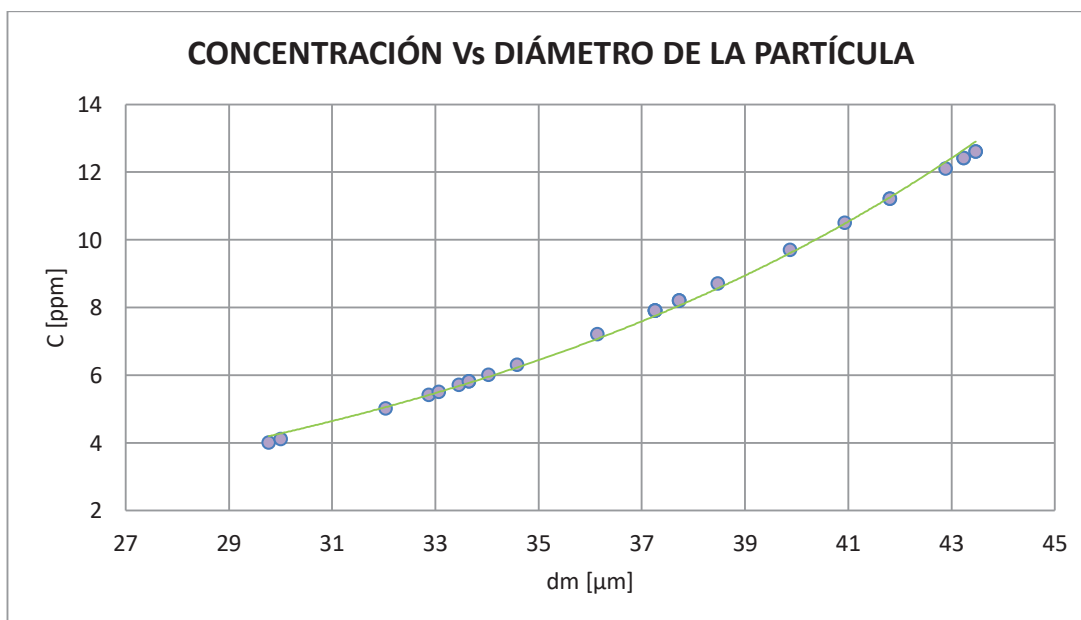
$C_1$  = concentración (1), ppm.

$C_2$  = concentración (2), ppm.

Utilizando la anterior ecuación se obtuvieron diámetros para cada una de las concentraciones a la salida del tanque Skimmer, estos valores se encuentran en el Anexo 6, cuyo rango es desde 30,01 - 43,47 micrones, esta variación de tamaños se debe a la coalescencia y dispersión que ocurre en el tanque, por ende, en el primer proceso debido a la tendencia de atracción se tendrán gotas más grandes, por el contrario, en la dispersión el resultado será gotas de menor tamaño.

A continuación, se muestra la gráfica de la relación entre la concentración y el diámetro de la gota de petróleo:

**FIGURA 2-7: RELACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN Y DIAMETROS DE LA PARTÍCULA TOMADOS EN CAMPO (Petroamazonas EP, 2017)**



Con los diámetros obtenidos se construyó una campana de Gauss o distribución normal. Mediante una hoja de cálculo en Excel se organizaron los datos de tal manera que se trazó esta curva, para esto se calculó el promedio y la desviación estándar de los datos (ejemplo de cálculo Anexo 6).

En la tabla 2-10 se presentan los resultados de los parámetros antes mencionados, adicional en la misma se encuentra el valor promedio del diámetro de la gota de petróleo a la entrada:

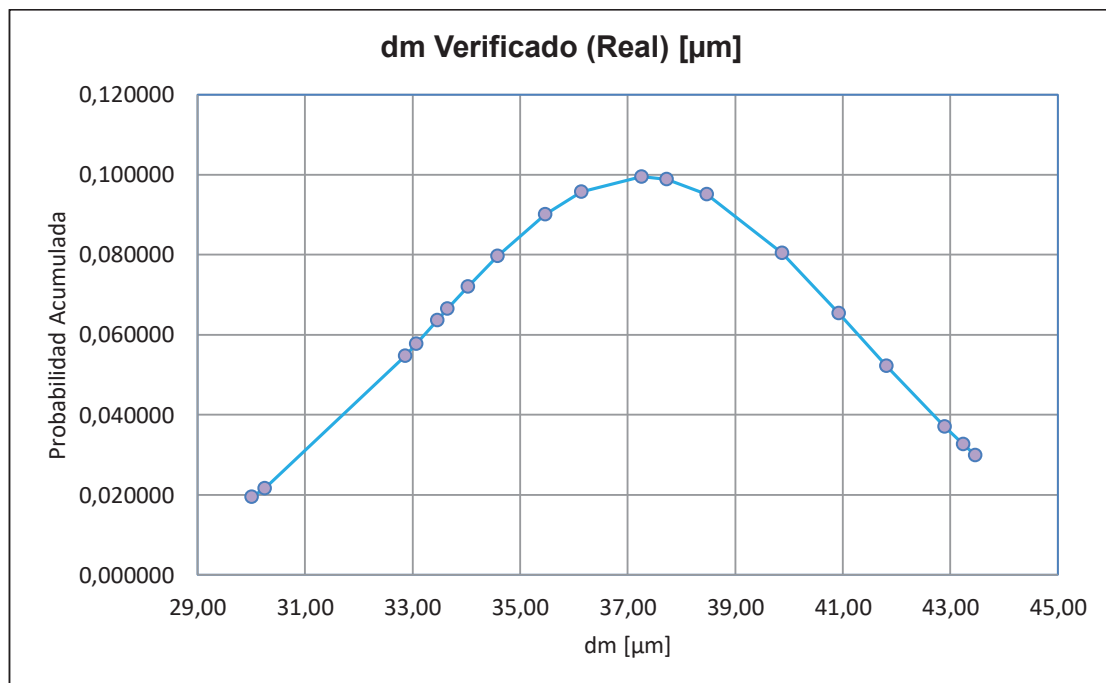
**TABLA 2-10: VALOR DEL PROMEDIO Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DE LOS DIÁMETROS DE LA GOTA DE PETRÓLEO (Petroamazonas EP, 2017)**

Diámetros de la gota de petróleo	Promedio	Desviación Estándar
Salida	37,25	4,01
Entrada	54,23	7,18

Estas medidas nos ayudaron a encontrar la localización y dispersión de los datos entorno al valor central. Para elaborar la distribución normal además de encontrar estos dos valores, tuvimos que organizar los datos en grupos, una vez que encontramos todos estos datos procedimos a construir la distribución normal.

A continuación, se muestra la gráfica de la distribución normal del diámetro de la gota de petróleo.

**FIGURA 2-8: DISTRIBUCIÓN NORMAL DEL DIÁMETRO DE PARTÍCULA (Petroamazonas EP, 2017)**



Al construir esta curva se observó que el valor promedio tiene la mayor probabilidad de ocurrencia, lo cual significa que esta cifra sería la más representativa de los datos obtenidos.



### **Sólidos Suspendidos**

Continuando con el procesamiento de los datos comparamos los valores obtenidos de la cantidad total de sólidos suspendidos presentes en el agua producida con el requerimiento de Petroamazonas EP, el cual nos dice que se debe cumplir con un valor de menos 20 ppm. Este parámetro es importante de ser considerado ya que puede ser el causante de taponar la formación.

Anteriormente presentamos el rango y valor promedio de sólidos suspendidos a la entrada del tanque Skimmer y se pudo notar que, si cumplen con el requerimiento dado por la empresa, ya que su valor en promedio es de 23,32 ppm siendo un valor muy cercano a 20 ppm, por lo que no es necesario realizar el diseño de un proceso de sedimentación.

#### **2.4.2 SISTEMA DE BOMBEO**

Para realizar el análisis de campo (real) del sistema de bombeo se hará uso de los manómetros instalados en la carga y descarga de las bombas, que es la forma práctica utilizada en campo para conocer la carga que entrega la bomba al sistema.

Para el análisis de las bombas debido a la gran cantidad de datos a procesar se buscará primero simplificarlos mediante eliminación de datos repetitivos para luego realizar un ajuste matemático.

#### **Sistema de Bombeo –Baja Presión**

El sistema de bombeo de baja presión se denomina a las presiones que se genera las bombas trasvase. Para el análisis de estas bombas los datos tomados en campo tanto en la succión como en la descarga fueron procesados y se dividieron en dos grupos debido a la diferencia de resultados por la acción de bomba de alta presión.

Los resultados de los datos procesados para los dos grupos se muestran en la tabla del Anexo 8 y Anexo 9.

- **Ajuste Matemático**

Para obtener la función lineal de ajuste del primer y segundo grupo de datos se tiene la siguiente tabla de resultados en función del Anexo 8 y 9:

**TABLA 2-11:** SUMATORIAS PARA EL AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 1 y 2 (Petroamazonas EP, 2017)

Tabla Resultados		
Sumatorias	Grupo 1	Grupo 2
<b>N</b>	30	30
<b>ΣQH</b>	1243184	887158
<b>ΣQ</b>	3394	2712
<b>ΣH</b>	11027	9805
<b>ΣQ<sup>2</sup></b>	389933	252776
<b>(ΣQ) <sup>2</sup></b>	11520205	7356334

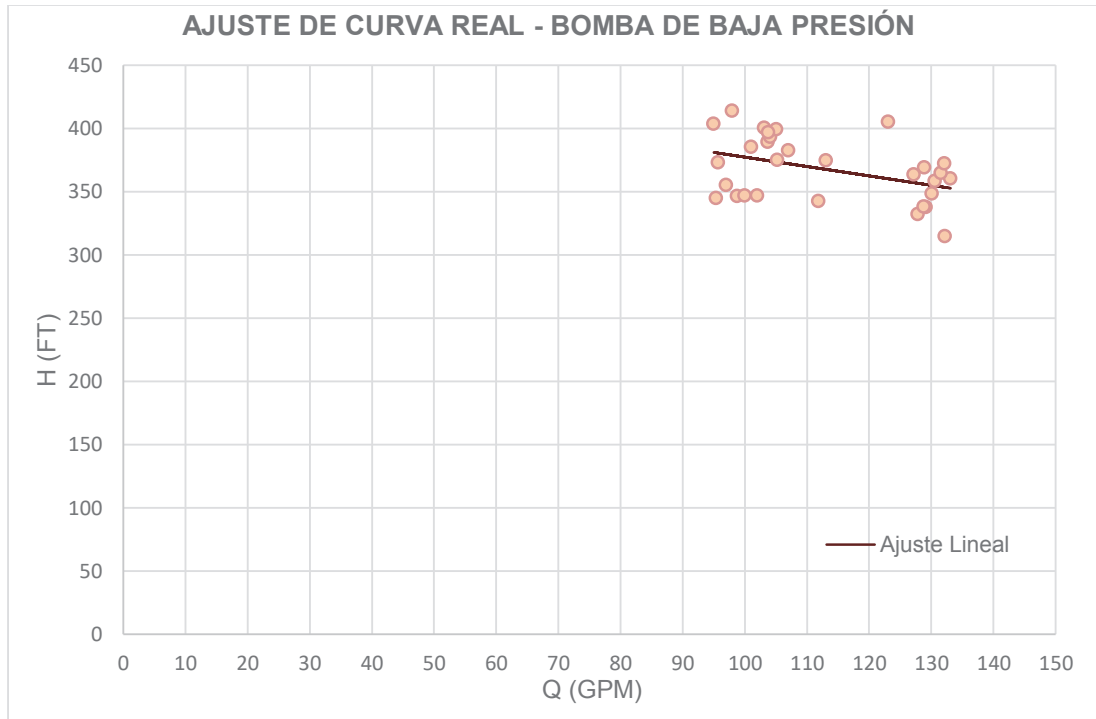
Reemplazando los resultados de las sumatoria requeridas en las ecuaciones correspondientes los valores de a, b y su regresión lineal correspondientes para los dos grupos se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA 2-12:** RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 1 y 2 (Petroamazonas EP, 2017)

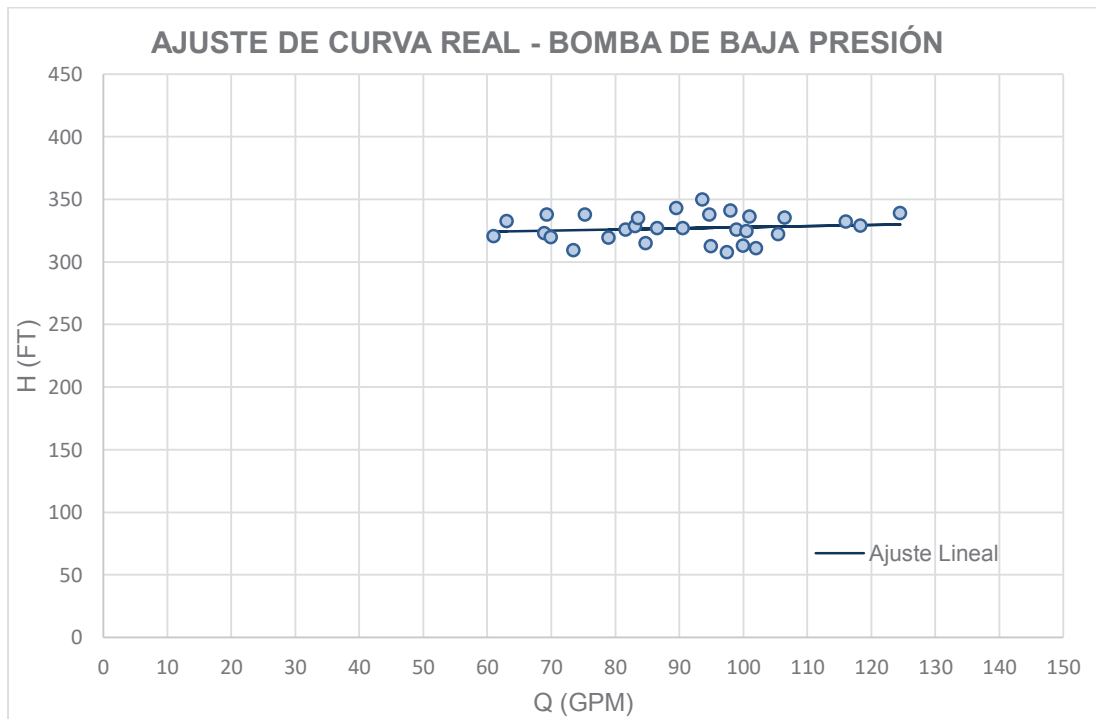
Regresión Lineal			
	a	b	Función Lineal
<b>Grupo 1</b>	-0,74	451,61	$H = -0,74Q + 451,61 [ft]$
<b>Grupo 2</b>	0,09	318,72	$H = -0,09Q + 318,72 [ft]$

En la figura 2-9 y 2-10 se representa la dispersión de datos y el resultado del ajuste lineal respectivo.

**FIGURA 2-9:** DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 1 (Petroamazonas EP, 2017)



**FIGURA 2-10:** DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN - GRUPO 2 (Petroamazonas EP, 2017)



### Sistema de Bombeo – Alta Presión

El sistema de bombeo de alta presión se denomina al conjunto de bombas centrífugas multietapas con las que se logra alcanzar altas presiones que son requeridas para la inyección de agua.

Para el análisis de campo de estas bombas los datos son divididos en dos grupos en función de las frecuencias con las cuales estuvo operativa dicha bomba, es decir, 59 y 69 HZ.

Para determinar la carga y realizar la regresión lineal se efectuó el mismo procedimiento aplicado con las bombas de baja presión tomando en cuenta que las propiedades del fluido a manejar, en especial la gravedad específica de 0,99 a una temperatura de 120°F.

Para el análisis de la carga de los datos de campo se inicia realizando la diferencia de presión entre la succión y descarga con las dos frecuencias operativas, los resultados se los presenta en el Anexo 10 y 11.

Para obtener la función lineal de ajuste se usa el método de mínimos cuadrados, siguiendo el mismo procedimiento del ejemplo dispuesto en el Anexo 6.

En la tabla 2-13 se encuentran los resultados de las sumatorias obtenidas con los datos de las frecuencias operativas de la bomba necesarias para posteriores cálculos.

**TABLA 2-13:** SUMATORIAS PARA EL AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 59 Y 60 HZ (Petroamazonas EP, 2017)

Tabla Resultados		
Sumatorias	Frecuencia 59 HZ	Frecuencia 60 HZ
N	30	30
$\Sigma QH$	218383433	178860647
$\Sigma Q$	115947	93070
$\Sigma H$	56562	57663

$\Sigma Q^2$	455492014	299780469
$(\Sigma Q)^2$	13443636436	8662094444

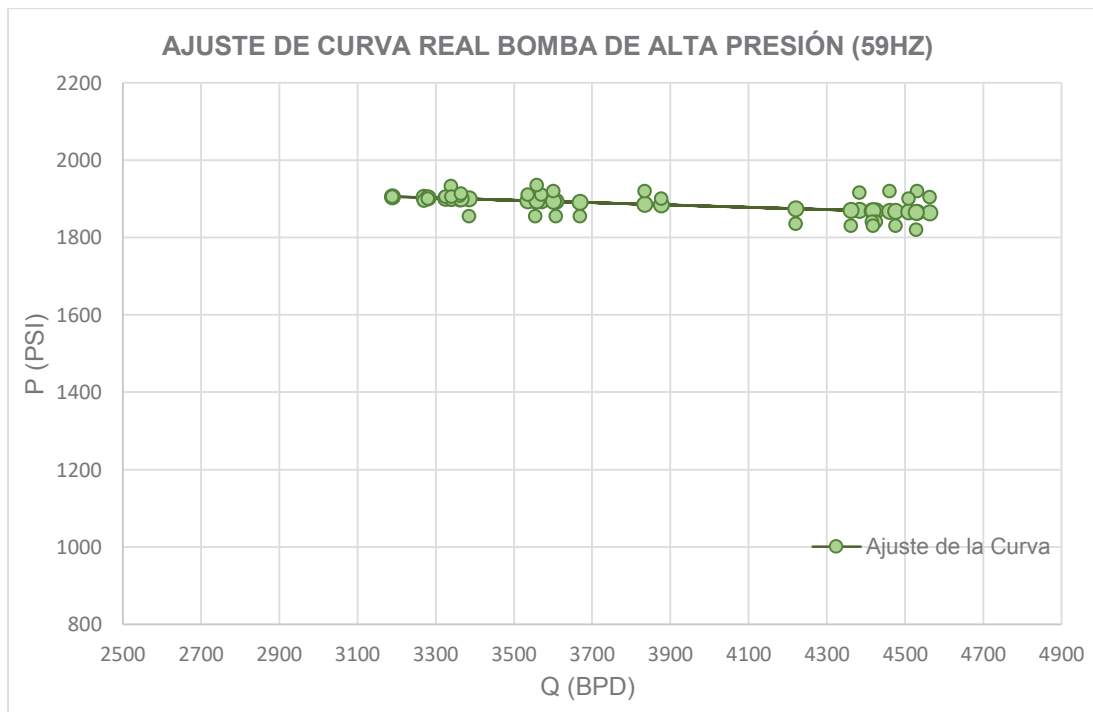
Reemplazando los resultados requeridos en las ecuaciones correspondientes se obtiene valores de a, b y la regresión lineal para cada frecuencia, los cuales se indican en la siguiente tabla:

**TABLA 2-14:** RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 59 Y 60 HZ (Petroamazonas EP, 2017)

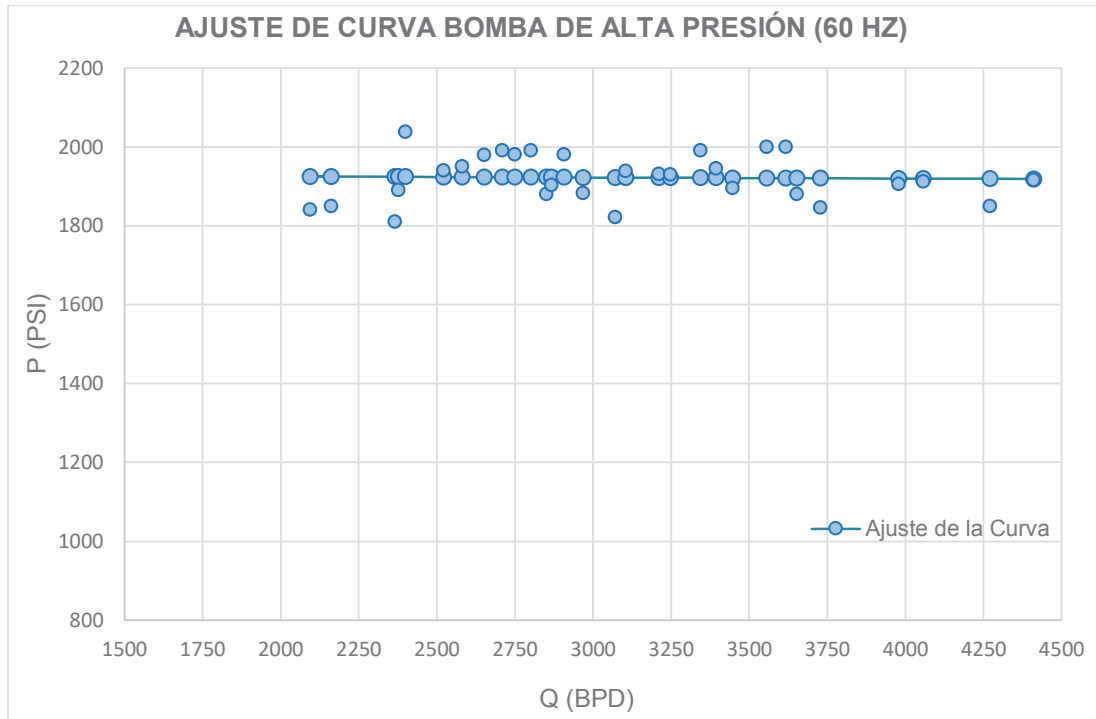
Regresión Lineal			
	a	b	Función Lineal
<b>59 HZ</b>	-0,03	2002,05	$H = -0,03Q + 2002,5 [psi]$
<b>60 HZ</b>	-0,003	1930,50	$H = -0,003Q + 1930,50 [psi]$

En las figuras 2-11 y 2-12 se representa la dispersión de datos y el resultado del ajuste lineal respectivo.

**FIGURA 2-11:** DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 59 HZ (Petroamazonas EP, 2017)



**FIGURA 2-12: DISPERSIÓN DE DATOS Y REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – FRECUENCIA 60 HZ (Petroamazonas EP, 2017)**



## CAPÍTULO 3

### ANÁLISIS TÉCNICO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

#### 3.1 RÉPLICA DEL DISEÑO

##### 3.1.1 TANQUES

En base a los requerimientos de Petroamazonas EP el tanque Skimmer fue diseñado para recibir agua con una concentración de 100 ppm, con el fin de obtener a la salida 70 ppm y manejar un caudal de 50 000 BWPD.

Los datos del crudo de la Estación Secoya requeridos para el diseño son:

**TABLA 3-1: PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO DE LA ESTACIÓN SECOYA**  
(Petroamazonas EP, 2017)

Propiedades	Valor
SGw	1
SGo	0,88
$\mu_w$ [cp]	0,6
$\mu_o$ [cp]	15

Los cálculos realizados para el diseño del tanque Skimmer y tanque de almacenamiento de agua (Pulmón) son iguales, los mismos que están presentados en el Anexo 12.

El resultado de dichos parámetros se encuentra en la siguiente tabla:

**TABLA 3-2: VARIABLES DEL DISEÑO DEL TANQUE SKIMMER** (Petroamazonas EP, 2017)

Variable	Tanque Skimmer
dm [ $\mu\text{m}$ ]	76,55
Velocidad de ascenso [ft/s]	0,00209
Diámetro del tanque [ft]	45

Altura del tanque [ft]	24
Tiempo de residencia [hrs]	2,85

**TABLA 3-3:** VARIABLES DEL DISEÑO DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA (PULMÓN) (Petroamazonas EP, 2017)

Variable	Tanque de Almacenamiento de Agua (Pulmón)
dm [ $\mu\text{m}$ ]	76,55
Velocidad de ascenso [ft/s]	0,00209
Diámetro del tanque [ft]	45
Altura del tanque [ft]	18
Tiempo de residencia [hrs]	2,45

En los siguientes puntos se dará explicación de algunos parámetros que fueron considerados de manera especial dentro del procedimiento de diseño:

- **Cálculo del diámetro de partícula**

Para diseñar un tanque generalmente al no contar con datos de campo se asume un tamaño de partícula, sin embargo, en este trabajo se utilizó la bibliografía presente en Pardaliservices, en donde se considera la siguiente relación para determinar el diámetro a una concentración del 1% (10 000 ppm), la cual es válida para viscosidades menores a 80 cp.

A continuación, se muestra dicha relación:

$$d_{m\ 1\%} = 200\mu_o^{0,25}$$

Dónde:

$d_{m1}$  = diámetro a una concentración de 1%.

$\mu_o$  = viscosidad de petróleo, en cp.

Usando la anterior expresión el valor del diámetro cuya concentración es del 1% es de 393,60 micrones, sin embargo, la concentración requerida a la salida es 70



ppm por lo que utilizando la relación exponencial se tiene como resultado 76,55 micrones.

- **Cálculo de la altura del tanque**

Las alturas mínimas recomendadas son:

Fondo de drenaje: 2 [ft]

Distancia mínima entre platos: 10 [ft]

Platos-salida petróleo: 2 [ft]

Salida de petróleo: 1 [ft]

Rebalse: 1 [ft]

Techo: 1 [ft]

Total, de altura mínima: 17 [ft]

Según la norma API 650 (Anexo 13) para un diámetro de 45 pies y un volumen de 6660,97 barriles (Anexo 12) la altura correspondiente es de 24 pies, este valor representa la altura total, sin embargo, para calcular el tiempo de residencia la altura considerada es la efectiva cuyo valor es de 21 pies y es obtenida al restar 3 pies de la altura total (recomendación).

### 3.1.2 DIMENSIONAMIENTO DE BOMBAS DE BAJA PRESIÓN

Para seleccionar la bomba de baja presión para el sistema generado durante el 2012, se estableció las propiedades del fluido a manejar las cuales se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 3-4:** DATOS DE PROPIEDADES DE FLUIDO DE INYECCIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Datos Propiedades del Fluido		
Temperatura de Operación	114 -120	°F
Densidad de Crudo @ Temp. Oper.	55,01	Lb/ft3
Densidad de Agua @ Temp. Oper.	61,87	Lb/ft3
Crudo Gravedad API @ 60° F	29	-

Viscosidad del Crudo @ Temp. Oper.	15	Cp
Densidad Mezcla @ Temp. Oper.	61,78	Lb/ft <sup>3</sup>
Viscosidad Mezcla @ Temp. Oper.	0,56	Cp
Gravedad Específica Mezcla @ Temp. Op.	0,99	-

En lo que respecta a la capacidad operativa se encuentra en función del caudal tratado en la sección de tanques del sistema, de la cual el resultado se presenta en la tabla 3-5:

**TABLA 3-5: CAPACIDAD OPERATIVA DE BOMBA DE BAJA PRESIÓN**  
(Petroamazonas EP, 2017)

Capacidad Operativa a Manejar por la Bomba		
Caudal de Crudo	0,6	[BOPD]
Caudal de Agua	49800	[BWPD]
Caudal Total	49800,6	[BFPD]
	1453	[GPM]

Para poder seleccionar de manera correcta la bomba se necesitó conocer además los valores de los parámetros cuyo cálculo se presenta en el Anexo 12.

**TABLA 3-6: RESULTADO DE LOS PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN** (Petroamazonas EP, 2017)

Variable	Baja Presión
Capacidad [GPM]	729 c/u
Carga [ft]	320
Pérdidas por Fricción [ft]	12,54
NPSHA [ft]	$H_{est} = 11,12$
Potencia Requerida [HP]	108,5
Diámetro tubería [plg]	12 @ 39 000 [BWPD]
	14 @ 50 000 [BWPD]

Los cálculos presentados en el Anexo 12 requirieron especificaciones propias para esta planta de tratamiento las cuales son expuestas a continuación:

- **Carga**

Para determinar la carga de la bomba como información previa se tiene que antes de diseñar el sistema de tratamiento y bombeo para la inyección desarrollada en 2012, existían dos bombas actuando en paralelo para el trasvase de agua para pozos sumidero.

Con este antecedente y una vez determinado que se incrementará como parte de este diseño una bomba para el sistema de baja presión, la cual actuará de igual forma en paralelo y con la carga de las dos bombas existentes.

- **Cálculo del NPSH<sub>A</sub>**

En cuanto NPSH<sub>A</sub> su valor se verificó tomando el valor entregado como dato de requerimiento de la bomba y con este se determinó la altura estática de succión.

Esta altura estática representa la altura del tanque pulmón; por políticas de Petroamazonas EP a esta altura se le adiciona 4 pies al valor obtenido por seguridad operativa, lo que resulta en una altura estática de succión 15 pies que es el nivel operativo actual para el tanque pulmón.

- **Cálculo de Pérdidas por Fricción**

Para el cálculo de las pérdidas menores se analizó P&ID (Anexo 14) proporcionado por Petroamazonas EP determinando de esta manera el número y tipo de accesorio

- **Cálculo de Potencia**

Para el cálculo de la potencia se toma como referencia el caudal de 50 000BPD, pero dado que se estableció operar con dos bombas en paralelo el caudal requerido por bomba es de 25 000 BPD (729 GPM). El valor obtenido representa la potencia mínima requerida de la bomba a elegir.

Una vez determinados estos valores se selecciona la bomba MK3 STD 2K6X4-10 de la compañía FLOWSERVE cuyas condiciones de operación son:

**TABLA 3-7: PARÁMETROS OPERATIVOS BOMBA DE BAJA PRESIÓN**  
(Petroamazonas EP, 2017)

	Flujo (GPM)	Cabeza (FT)	Potencia (HP)	NPSH <sub>R</sub> (FT)	EFICIENCIA (%)
<b>Bomba Centrífuga</b>	729	320	125	20	58

Esta selección debe cumplir a más de los parámetros determinados con criterios operacionales de Petroamazonas EP como:

- La potencia de la bomba debe ser por lo menos de 5 a 10 % por encima de la estimada por cálculos
- NPSH<sub>R</sub> debe ser por lo menos 3-4 pies por debajo del NPSH<sub>A</sub>, con el fin de evitar problemas de cavitación.

#### **Curva de la Bomba**

Una vez seleccionada la bomba por medio de Petromazonas EP se obtuvo las curvas características las mismas que son determinadas por el fabricante (Anexo 16).

- **Determinar Función Lineal Representativa**

De las gráficas se realizó la lectura de la curva de carga vs capacidad con el objetivo de obtener puntos representativos (Anexo 17) para replicar la curva dada por el fabricante.

Posteriormente realizó el análisis para obtener una función lineal representativa por medio de método de mínimos cuadrados de la curva replicada, la cual será limitada por los valores mínimos y máximos de la capacidad (tabla 3-8) del análisis de campo de la bomba.

**TABLA 3-8: VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE CAPACIDAD - BOMBA DE BAJA PRESIÓN**  
(Petroamazonas EP, 2017)

<b>TOTAL INYECTADO REAL</b>			
	<b>Grupo 1</b>	<b>Grupo 2</b>	<b>Unidades</b>
<b>Max</b>	133	125	[GPM]

Min	95	61	[GPM]
-----	----	----	-------

Para determinar la función lineal de ajuste se tomó los puntos cuyo caudal es igual a 0 hasta 400 gpm que abarcan los valores de campo.

Los resultados de las sumatorias requeridas que se encuentran en función del Anexo 17 se presentan en tabla 3-9.

**TABLA 3-9:** SUMATORIAS PARA AJUSTE LINEAL BOMBA DE BAJA PRESIÓN  
(Petroamazonas EP, 2017)

Tabla Resultados	
N	4
$\Sigma QH$	367450
$\Sigma Q$	900
$\Sigma H$	1635
$\Sigma Q^2$	290000
$(\Sigma Q)^2$	810000

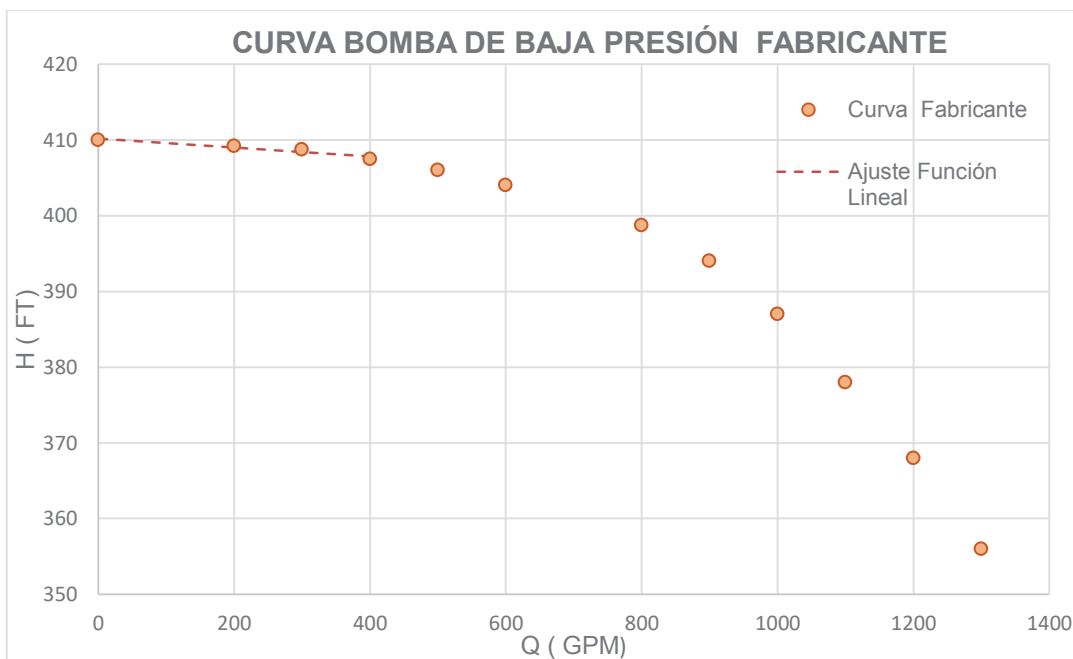
En la siguiente tabla se muestra los resultados de los valores de a, b y su respectiva regresión lineal:

**TABLA 3-10:** RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE BAJA PRESIÓN – DATOS FABRICANTE (Petroamazonas EP, 2017)

Regresión Lineal		
a	b	Función Lineal
-0,01	410,17	$H = -0,01Q + 410,17 [psi]$

En la figura 3-1 se encuentra representado la dispersión de datos y el resultado del ajuste lineal correspondiente.

**FIGURA 3-1: CURVA Y FUNCIÓN LINEAL REPRESENTATIVA DE LA BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)**



### 3.1.3 SISTEMA DE BOMBEO –ALTA PRESIÓN

Para la selección de la bomba de alta presión para el sistema generado durante el 2012 se tomará las propiedades del fluido presentes en la tabla 3-4.

En tanto al caudal operativo se tomó los valores del estudio de Ingeniería de producción de Petroamazonas EP para la inyección del pozo (SCY-26), en la cual se estableció que la capacidad destinada para la selección de las bombas es de 10 000 BWPD.

- **Pérdidas por Fricción**

Como las bombas de alta presión se encuentran instaladas a una distancia muy corta del pozo inyector las pérdidas por fricción y elevación en línea de impulsión se consideran como depreciables.

- **Cálculo del  $NPSH_A$**

Aplicando la normativa de Petroamazonas EP respecto al  $NPSH_A$  antes mencionada y conociendo que el valor del  $NPSH_R$  es de 22 pies se concluye que el  $NPSH_A$  correspondiente para el desarrollo será de 26 pies. Para verificar su

valor se determinó la carga debido a la presión absoluta, la cual tiene relación directa con la presión de descarga de la bomba de baja presión.

Al comparar estos valores si el de presión absoluta es menor o igual a la que se puede obtener con la bomba de baja presión se determinará como correcto el valor del NPSH<sub>A</sub> dado.

Con los valores obtenidos se determinó que la presión absoluta es menor que la descarga de bomba de baja presión, concluyendo que el NPSH<sub>A</sub> colocado bajo condiciones límites para la replicada el diseño es correcto.

- **Cálculo de Potencia**

Para el cálculo de la potencia se tiene como premisa que la operación de las bombas de alta presión será en paralelo; con lo cual el caudal requerido por cada bomba es de 5 000 BPD (146 GPM). El valor obtenido representa la potencia mínima requerida de la bomba a elegir.

Una vez determinados estos valores se seleccionó la bomba S6000N (S175N) de la compañía SCHLUMBERGER cuyas condiciones de operación son:

**TABLA 3-11: PARÁMETROS OPERATIVOS BOMBA DE ALTA PRESIÓN**  
(Petroamazonas EP, 2017)

	Flujo [GPM]	Cabeza [ft]	Potencia [HP]	Eficiencia [%]
<b>Bomba Centrífuga Multietapas</b>	146	4620	350	65,95

La bomba seleccionada opera con variador de frecuencia inicialmente a 59 HZ, esta selección cumple con las normativas de Petroamazonas EP.

### **Curva de la Bomba**

Con la selección de la bomba por medio de Petroamazonas EP se obtuvo las curvas características de la misma determinada por el fabricante y se las puede observar en el Anexo 19.

- **Determinar Función Lineal Representativa**

Se realizó el mismo procedimiento que con las bombas de baja presión, pero debido a que se seleccionó una bomba centrífuga multietapas con variador de frecuencia se realiza el procedimiento para las frecuencias con la cual la bomba se encontró operativa que son de 59 y 60 HZ.

Las lecturas de las curvas de carga vs capacidad de los puntos representativos se encuentran en el Anexo 20.

Para determinar la función lineal de ajuste tanto para la curva de 59 y 60 HZ se tomó los puntos desde un caudal igual a 2 000 hasta 5 000 BWPD que abarcan los resultados del análisis de campo.

A continuación, se muestran los valores mínimos y máximos de capacidad (tabla 3-12) del análisis de campo.

**TABLA 3-12:** VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE CAPACIDAD BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Total Inyectado Real			
Frecuencia	59 HZ	60 HZ	Unidades
Min	3189	2093	[BWPD]
Max	4563	4410	[BWPD]

Los resultados de las sumatoria requeridas para determinar las funciones se encuentran en la tabla 3-13 determinadas en función del Anexo 20.

**TABLA 3-13:** SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Tabla de Resultados Sumatorias		
Datos	Frecuencia 59 HZ	Frecuencia 60 HZ
N	4	4
$\Sigma QH$	27072308	28069231
$\Sigma Q$	14000	14000
$\Sigma H$	7823	8108



$\Sigma Q^2$	54000000	54000000
$(\Sigma Q)^2$	196000000	196000000

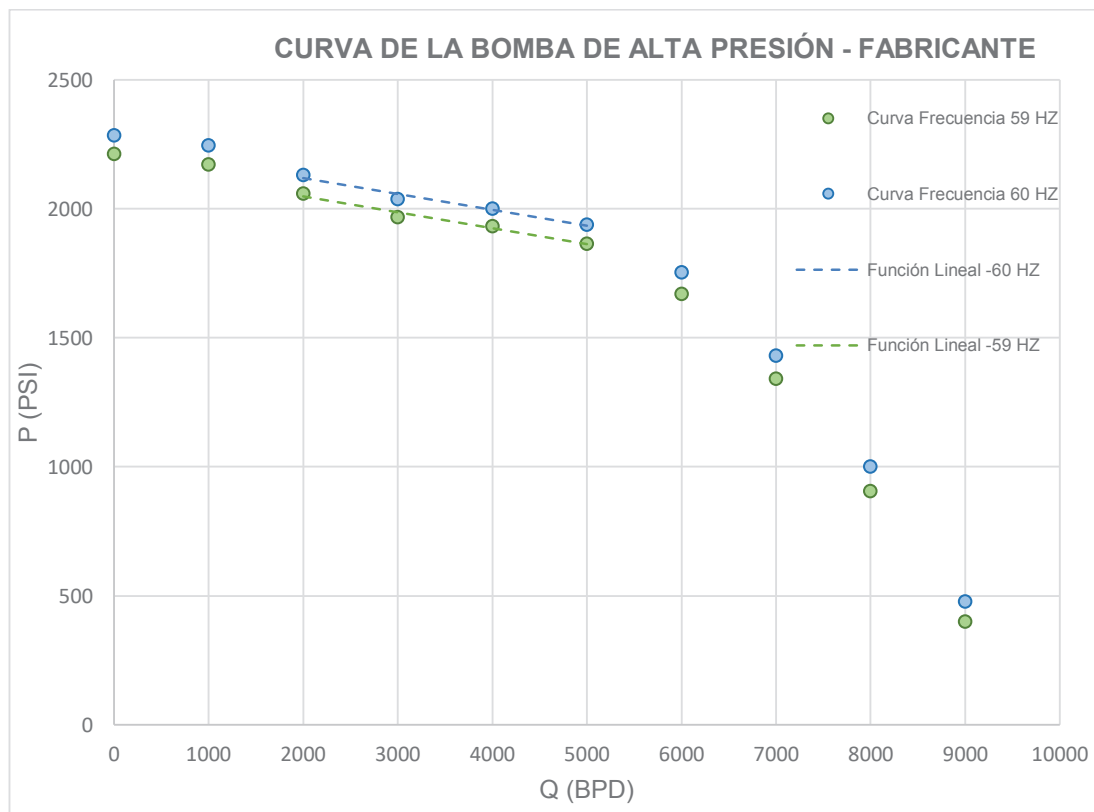
En la tabla 3-14 se muestra los valores de a, b y la función lineal para cada frecuencia:

**TABLA 3-14:** RESULTADO DE LA REGRESIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN – DATOS FABRICANTE (Petroamazonas EP, 2017)

Regresión Lineal			
	a	b	Función Lineal
59 HZ	-0,06	2171,69	$H = -0,06Q + 2171,69$ [psi]
60 HZ	-0,06	2242,31	$H = -0,06Q + 2242,31$ [psi]

En la figura 3-2 se encuentra representado la dispersión de datos y el resultado del ajuste lineal correspondiente a las frecuencias de 59 y 60 HZ.

**FIGURA 3-2:** DISPERSIÓN DE DATOS Y FUNCIÓN LINEAL BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)



## 3.2 ANÁLISIS TÉCNICO

### 3.2.1 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO TANQUE SKIMMER

En el capítulo 2 se mencionó que la relación exponencial entre la concentración y el diámetro de la partícula es válida para concentraciones mayores a 50 ppm, sin embargo, para el crudo de la estación Secoya esta relación tendría que ser modificada ya que las concentraciones obtenidas en campo tienen valores menores a esta cifra.

En el procesamiento de datos se calculó diámetros de partículas con dicha relación, el valor promedio fue de 37,25 micrones y la concentración media de 8,17 ppm. Se conoce que a una concentración de 70 ppm le corresponde un diámetro de 76,55 micrones, estos valores fueron considerados como teóricos ya que se encuentran dentro del rango válido de la relación.

Para conocer si en realidad dicha relación no es válida para concentraciones menores a 50 ppm se procedió a comprobarla. Se aplicó los valores promedios en dicha relación y se verificó si se pudo obtener la misma concentración teórica.

**TABLA 3-15:** VALORES TEÓRICOS Y EXPERIMENTALES DE LAS CONCENTRACIONES Y DIÁMETROS DE LAS PARTÍCULAS (Petroamazonas EP, 2017)

	Concentración [ppm]	dm [ $\mu\text{m}$ ]
<b>Teórico</b>	8,17	37,25
	70	76,55
<b>Experimental</b>	72,42	76,55

A la concentración obtenida que se encuentra en la tabla 3-15 se le llamó concentración experimental, la cual efectivamente no es igual a la teórica.

Se conoce que las investigaciones para tener validez deben cumplir con un límite aceptable de error muestral cuyo valor es del 5%. Para el caso de nuestro trabajo se calculó el error existente (Anexo 6) entre la concentración teórica y experimental, obteniendo 3,45%.

Como se puede observar al tener este margen de error menor a 5% podemos decir que dicha relación si es representativa para concentraciones menores a 50 ppm bajo las condiciones del crudo de la Estación Secoya. Por tal motivo no hace falta ningún ajuste a la relación, sin embargo, si se hubiese presentado el caso en el que este error sea mayor al 5% era necesario incorporar un factor de ajuste a la fórmula el cual está dado por:

$$Factor\ de\ Ajuste = \left( \frac{C_{diseño}}{C_{real}} \right)^{0,33}$$

- **Eficiencia**

El objetivo del equipo es obtener a la salida concentraciones iguales o menores a las que fue diseñado, por lo tanto, su eficiencia dependerá de la calidad de agua que ingrese.

Por tal motivo de manera cualitativa podemos decir que de acuerdo con los datos de las concentraciones a la salida del tanque Skimmer tomados en campo este equipo está trabajando eficientemente porque se consigue una calidad de agua con concentraciones medias de 8,17 ppm cuyo valor es menor a 70 ppm, cifra con la cual el tanque fue diseñado.

De acuerdo con el trabajo de campo realizado se encontraron concentraciones cuyos valores son menores a la concentración de diseño, a primera vista podemos decir que este equipo está sobredimensionado ya que el tamaño del recipiente que se ve reflejado en tiempos de residencia nos indica que tiene mayor dimensión del que realmente se necesita.

Es decir, el diseño tiene un diámetro de tanque de 45 ft para un tiempo de residencia de 3 horas y en realidad se requiere un diámetro de 39 ft y un tiempo de 4 horas.

En la actualidad se conoce que el caudal que maneja la estación es de aproximadamente 39 000 BWPD, cifra obtenida del departamento de reservorios

de Petroamazonas EP (Anexo 21), este valor es menor al caudal de diseño (50 000 BWPD) entonces ya no podemos hablar de un sobredimensionamiento sino de un equipo subutilizado.

Al ingresar un menor caudal se obtendrá una mejor calidad de agua, es decir bajas concentraciones, por lo que el tanque no está sobredimensionado ni mal diseñado, sino subutilizado por las condiciones particulares de la operación actual.

A continuación, se muestra una tabla que indica los parámetros a la entrada y salida del tanque Skimmer, además los valores establecidos por el RAOHE.

**TABLA 3-16:** PARÁMETROS FINALES RESULTANTES DEL AGUA TRATADA (Petroamazonas EP, 2017)

Parámetros	Entrada	RAOHE	Salida
<b>Diámetro de la partícula [µm]</b>	25,92	<20	8,17
<b>Sólidos Totales Disueltos [ppm]</b>	23,32	<1700	14,77
<b>Turbidez [NTU]</b>	27,60	-	14,84

### 3.2.2 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO BOMBEO BAJA PRESIÓN

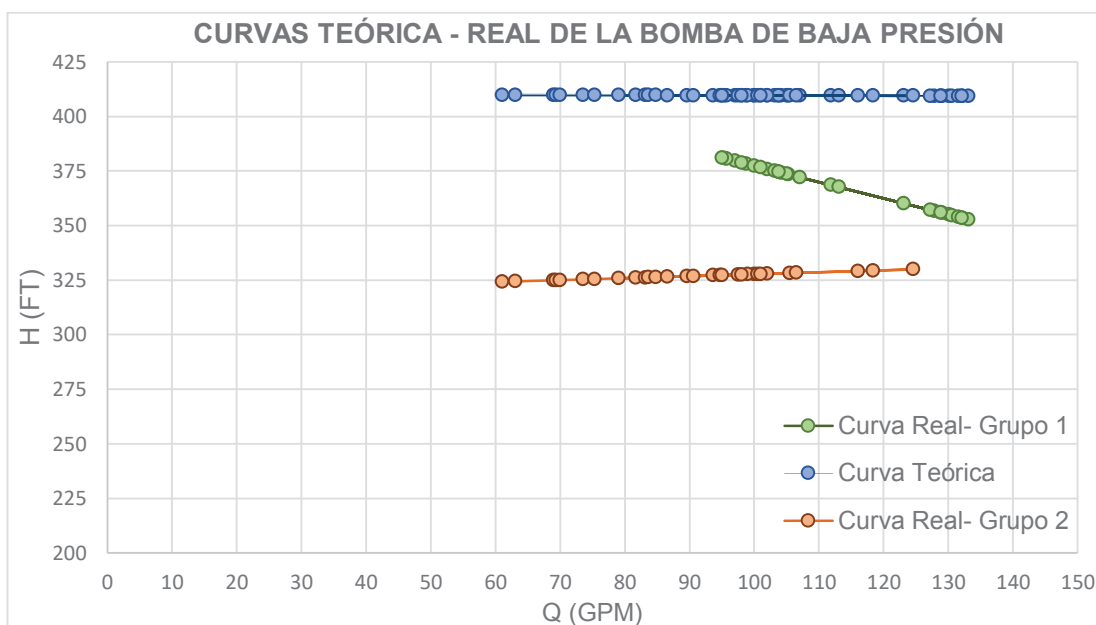
Una vez que se determinó la función lineal real (análisis de campo) como la teórica (fabricante) para los dos grupos, se calculó el nuevo valor de carga en función de estas con los caudales de operación del análisis de campo.

**TABLA 3-17:** REGRESIONES LINEALES CAMPO – FABRICANTE BOMBAS DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

	Datos – Campo (Real)	Datos – Fabricante (Teórico)
<b>Grupo 1</b>	$H = -0,74Q + 451,61 [ft]$	$H = -0,01Q + 410,17 [ft]$
<b>Grupo 2</b>	$H = -0,09Q + 318,72 [ft]$	

Los resultados obtenidos se encuentran en el Anexo 22 para el grupo 1 y en el Anexo 23 para el grupo 2. En la figura 3-3 se muestra el resultado de la curva real y teórica del grupo uno y dos.

**FIGURA 3-3: CURVAS CAUDAL VS CARGA REAL –TEÓRICO (BOMBA DE BAJA PRESIÓN) (Petroamazonas EP, 2017)**



- **Cálculo de Eficiencia**

Para determinar la eficiencia teórica de la bomba se tomó el valor entregado por el fabricante a Petroamazonas EP, este valor determina que la curva teórica de caudal vs capacidad tiene un rango de eficiencia del 60 %.

Para los valores de eficiencia reales se hará uso de las curvas de eficiencia entregadas por el fabricante dispuestas en el Anexo 16 para los dos grupos de análisis. Los resultados de eficiencia promedio por grupo una vez evaluado cada dato se encuentra en la siguiente tabla:

**TABLA 3-18: EFICIENCIA PROMEDIO BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)**

Eficiencia	Grupo 1	Grupo 2
Promedio %	72,97	65,57

### 3.2.3 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO BOMBEO ALTA PRESIÓN

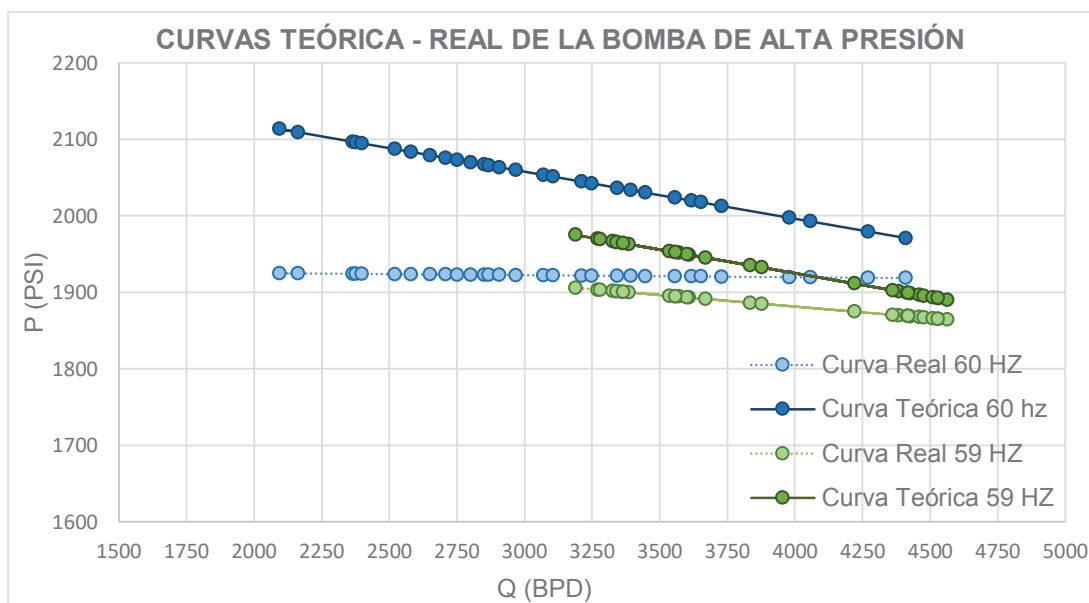
De igual manera al determinar la función lineal real y teórica para las dos frecuencias, se calcula el nuevo valor de carga con los caudales de operación del análisis de campo:

**TABLA 3-19:** REGRESIONES LINEALES CAMPO – FABRICANTE BOMBAS DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

	Datos – Campo (Real)	Datos – Fabricante (Teórico)
<b>59 HZ</b>	$H = -0,03Q + 2002,5$ [psi]	$H = -0,06Q + 2171,69$ [psi]
<b>60 HZ</b>	$H = -0,003Q + 1930,50$ [psi]	$H = -0,06Q + 2242,31$ [psi]

Los resultados obtenidos se los encuentra en el Anexo 24 y Anexo 25; en la figura 3-4 se observa las curvas resultantes para las frecuencias de 59 y 60 HZ.

**FIGURA 3-4:** CURVAS CAUDAL VS CARGA REAL –TEÓRICO (BOOMBA DE ALTA PRESIÓN) (Petroamazonas EP, 2017)



- **Cálculo de Eficiencia**

Para determinar la eficiencia se tomará el valor entregado por el fabricante a Petroamazonas EP, este valor determina que la curva teórica de caudal vs

capacidad entregada tiene una eficiencia de fabricación del 65,95 % para una frecuencia de 60 HZ.

Para determinar el valor de la eficiencia para la curva de caudal vs carga a la frecuencia de 59 HZ, se aplicó primero la ley de afinidad para establecer ciertos parámetros (carga y potencia) con el objetivo de aplicarlos en la ecuación relacionada con la potencia y determinar con ella la eficiencia teórica cuyo valor es 64,41%. Todos estos cálculos se encuentran en el Anexo 12.

Para los valores de eficiencia real se hará uso de la lectura de las curvas entregadas por el fabricante. Una vez determinado la eficiencia real para los datos de las distintas frecuencias, se obtiene el valor promedio de cada curva la cual se presenta en la siguiente tabla:

**TABLA 3-20:** EFICIENCIA PROMEDIO BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Eficiencia Promedio	Frecuencia 59 HZ	Frecuencia 60 HZ
%	57,60	57,40

### 3.2.4 ANÁLISIS REAL – TEÓRICO SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO

El análisis en paralelo tanto para las bombas de baja presión como para las bombas de alta presión se realizó en función de las ecuaciones teóricas y reales encontradas en las secciones anteriores.

#### **Bombeo de Baja Presión**

Para realizar el análisis en paralelo se sumó la capacidad y se mantuvo la carga calculada teórica y experimental después se determinó la función lineal para los nuevos resultados obtenidos mediante del método de mínimos cuadrados.

En la tabla 3-21 se muestran los resultados de las sumatorias necesarias para determinar los valores de a y b (tabla 3-22) para obtener la ecuación lineal del análisis de cada grupo, en función de los Anexos 26 y 27.

**TABLA 3-21:** SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS SISTEMA PARALELO - BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados Sumatorias			
Datos	Teórico	Grupo 1	Grupo 2
N	30	30	30
$\Sigma QH$	2779790	2486368	1774316
$\Sigma Q$	6788	6788	5425
$\Sigma H$	12285	11027	9805
$\Sigma Q^2$	1559733	1559733	1011103
$(\Sigma Q)^2$	46080821	46080821	29425338

**TABLA 3-22:** PARÁMETROS DE FUNCIONES LINEALES – BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados Parámetros a y b			
Valores	Teórico	Grupo 1	Grupo 2
a	-0,003	-0,371	0,045
b	410,17	451,61	318,72

Con todos estos valores se obtienen las ecuaciones lineales que se presentan a continuación:

**TABLA 3-23:** FUNCIÓN LINEAL PARA SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO – BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

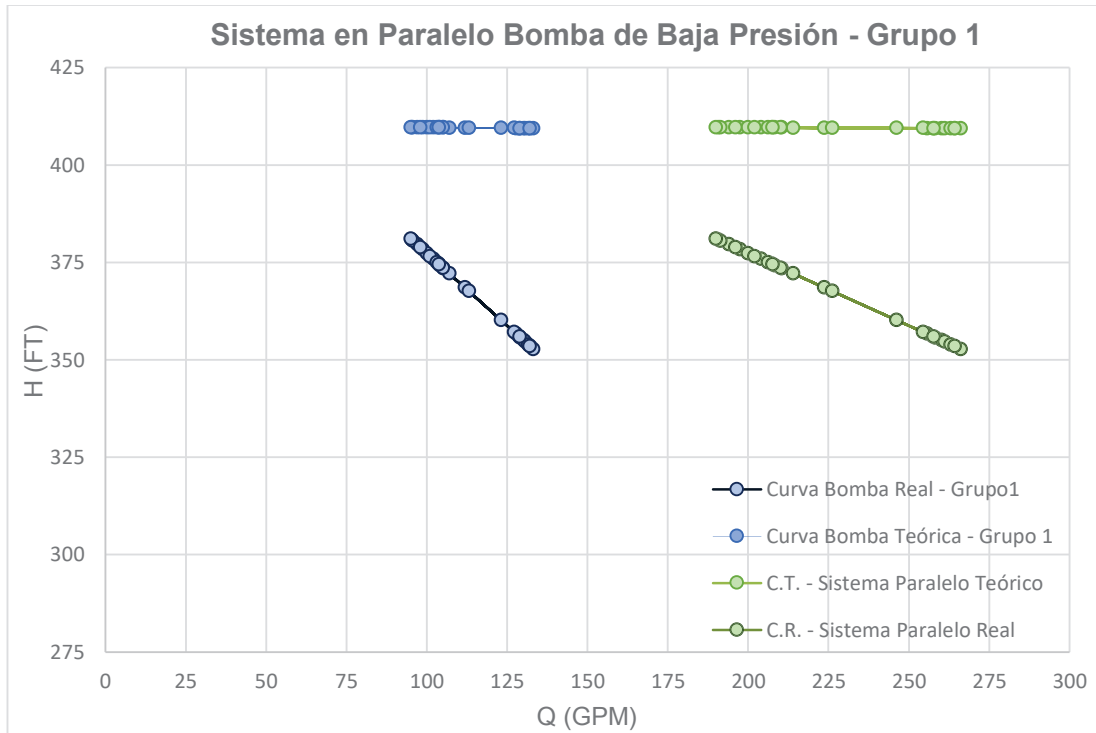
Resultados Ecuaciones Lineales	
Teórica	$H = -0,003Q + 410,17 [ft]$
Real-Grupo 1	$H = -0,371Q + 451,61 [ft]$
Real-Grupo 2	$H = -0,045Q + 318,72 [ft]$

En las figuras que se presentan a continuación se puede observar el resultado de un sistema de bombeo de baja presión actuando en paralelo, frente a un sistema actuando con una sola bomba.

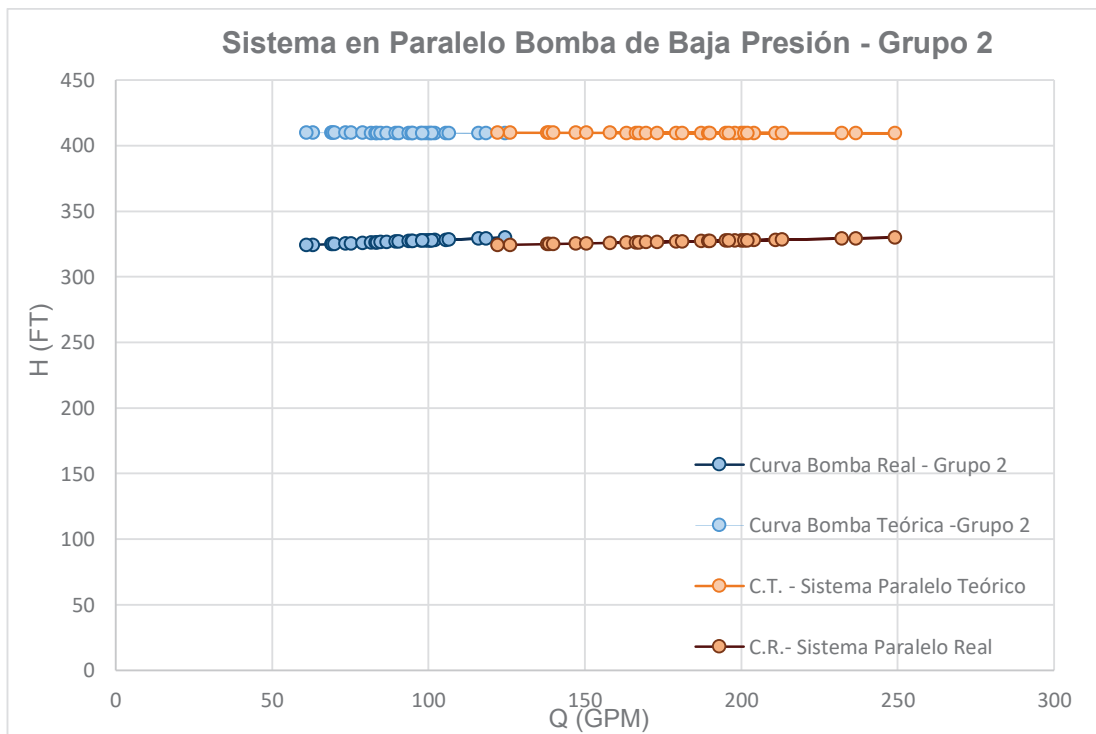
La figura 3-5 representa los resultados del grupo 1 en tanto la figura 3-6 los resultados del grupo 2.



**FIGURA 3-5: SISTEMA DE BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 1**  
(Petroamazonas EP, 2017)



**FIGURA 3-6: SISTEMA DE BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 2**  
(Petroamazonas EP, 2017)



- **Cálculo de Eficiencia**

El cálculo de la eficiencia teórica de la curva se encuentra en el Anexo 12, cuyo valor es de 60%.

El resultado de la eficiencia real se realizó en función de los datos obtenidos en los Anexos 26 y 27, el promedio de los nuevos valores se presenta en la siguiente tabla:

**TABLA 3-24:** EFICIENCIA PROMEDIO SISTEMA EN PARALELO - BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Eficiencia Promedio %	Grupo 1	Grupo 2
	72,97	65,57

### Bombeo de Alta Presión

De la misma manera para el análisis de sistema de bombeo alta presión en paralelo se duplico la capacidad y se mantuvo la carga tanto teórica como experimental, para luego determinar la expresión de la función lineal correspondiente a cada curva.

En la tabla 3-25 se muestran los resultados de las sumatorias necesarias para determinar los valores de a y b en base de los Anexos 28 y 29.

**TABLA 3-25:** SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS SISTEMA PARALELO - BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Datos	Resultados Sumatorias			
	Frecuencia 59 HZ		Frecuencia 60 HZ	
	Teórico	Real	Teórico	Real
N	30	30	30	30
$\Sigma QH$	447400391	436766867	380488772	357721294
$\Sigma Q$	231893	231893	186141	186141

$\Sigma H$	57998	56562	61542	57663
$\Sigma Q^2$	1821968057	1821968057	1199121875	1199121875
$(\Sigma Q)^2$	53774545743	53774545743	34648377776	34648377776

Reemplazando las sumatorias en las ecuaciones correspondientes los valores resultantes de a y b para las curvas son:

**TABLA 3-26:** PARÁMETROS DE FUNCIONES LINEALES – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados				
Parámetros a y b				
Valores	Frecuencia 59 HZ		Frecuencia 60 HZ	
	Teórico	Real	Teórico	Real
a	-0,031	-0,015	-0,031	-0,001
b	2171,69	2002,05	2242,31	1930,50

Reemplazando los valores se obtienen las ecuaciones lineales presentadas en la tabla siguiente:

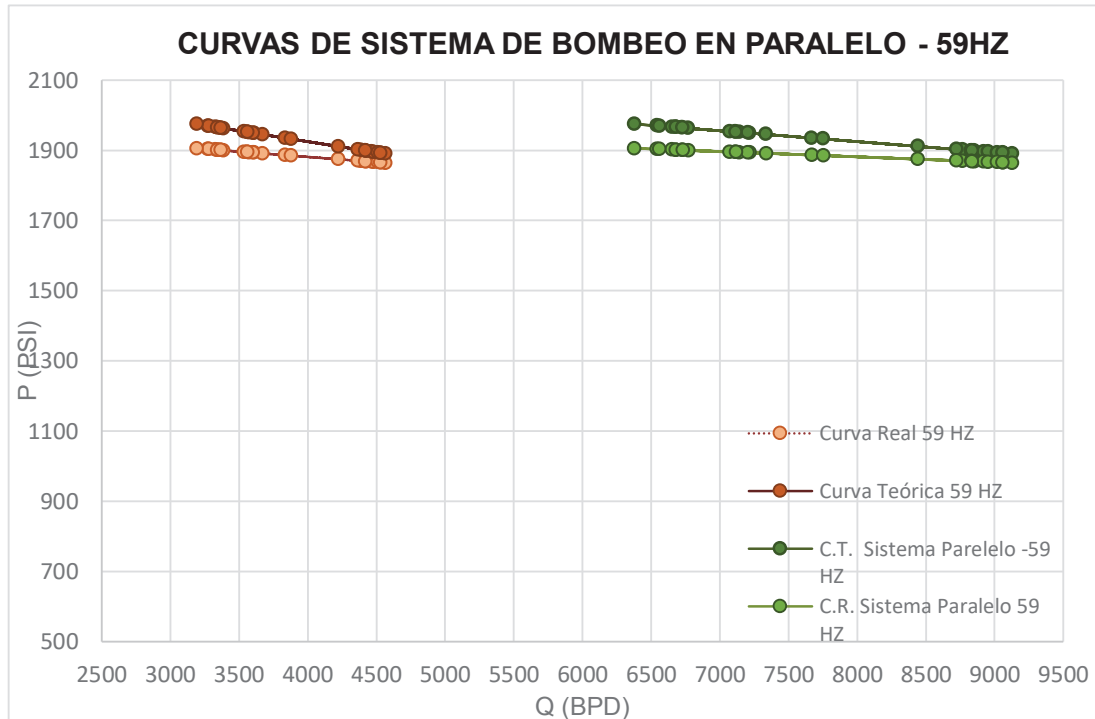
**TABLA 3-27:** FUNCION LINEAL PARA SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados		
Ecuaciones Lineales		
Frecuencia de 59 HZ	Teoría	$H = -0,031Q + 2171,69 [psi]$
	Real	$H = -0,015Q + 2002,05 [psi]$
Frecuencia de 60 HZ	Teoría	$H = -0,031Q + 2242,31 [psi]$
	Real	$H = -0,031Q + 2242,31 [psi]$

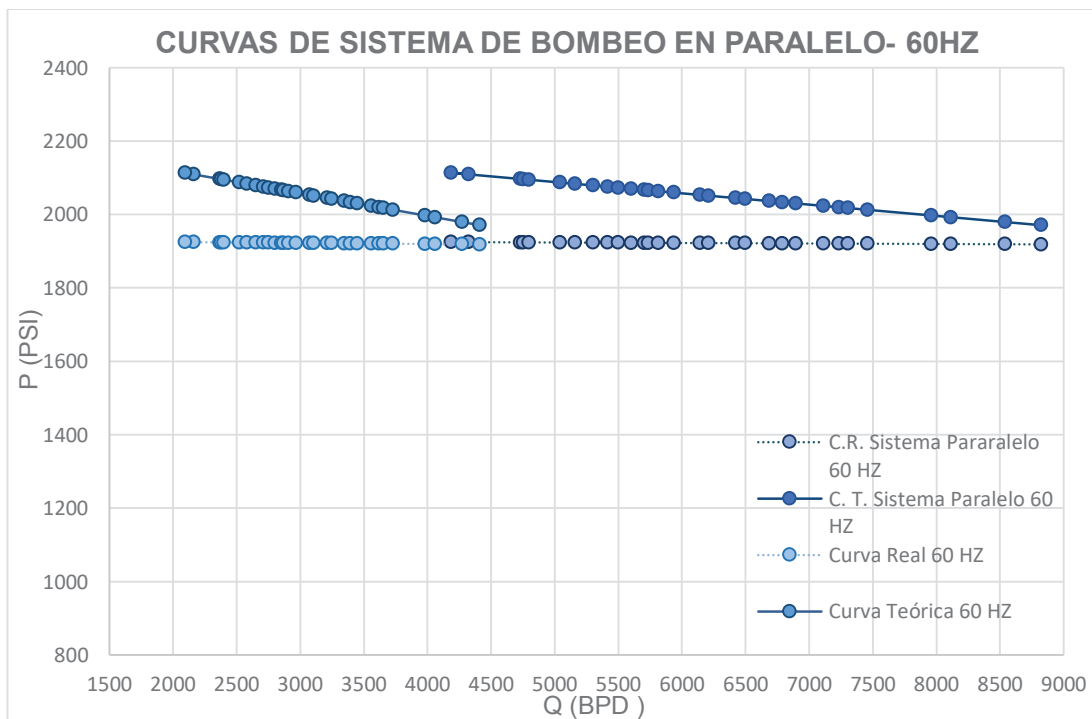
A continuación, se puede observar el resultado del sistema de bombeo de alta presión en paralelo frente a sistema actuando con una sola bomba.

La figura 3-7 y 3-8 representa los resultados para las frecuencias de 59 HZ y 60 HZ respectivamente.

**FIGURA 3-7: SISTEMA DE ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA 59 HZ**  
(Petroamazonas EP, 2017)



**FIGURA 3-8 SISTEMA DE ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA 60 HZ**  
(Petroamazonas EP, 2017)



- **Calculo de Eficiencia**

Para determina la eficiencia de la curva teórica se aplicó el ejemplo de cálculo presente en el Anexo 12 cuyos resultados se muestran en la tabla siguiente.

Para el valor real de eficiencia se evaluó los datos de los Anexos 28 y 29 en función obteniendo un resultando promedio por frecuencia descrito en la misma tabla.

**TABLA 3-28: EFICIENCIA PROMEDIO SISTEMA BOMBEO EN PARALELO – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)**

<b>Eficiencia</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Frecuencia</b>
<b>%</b>	<b>59 HZ</b>	<b>60 HZ</b>
<b>Real</b>	57,60	57,40
<b>Teórica</b>	64,41	65,95

### 3.2.5 ANALISIS REAL – TEORICO SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE

El análisis se realizó en función de las ecuaciones teóricas y reales encontradas para las bombas de baja y alta presión.

#### **Bombeo Baja Presión**

Para realizar el análisis en serie se sumó la carga entregada por las bombas de baja y alta presión tanto teórica como la real separando los resultados en dos grupos de estudio.

El primero conformado por los resultados de la suma de las cargas del grupo 1 de la bomba de baja presión y la bomba de alta presión a una frecuencia de 59 HZ, el segundo formado por los resultados de las cargas del grupo 2 de la bomba de baja presión y de la bomba alta presión con la frecuencia de 60 HZ.

Para estos dos grupos se determinó la función lineal correspondiente mediante el método de mínimos cuadrados. En la tabla 3-29 se muestran los resultados de las sumatorias necesarias para cálculos posteriores en función de los Anexos 30 y 31:

**TABLA 3-29:** SUMATORIAS PARA AJUSTE DE MÍNIMOS CUADRADOS SISTEMA BOMBEO EN SERIE (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados Sumatorias				
Datos	Grupo 1 - Frecuencia 59 HZ		Grupo 2 - Frecuencia 60 HZ	
	Teórico	Real	Teórico	Real
N	30	30	30	30
$\Sigma QH$	244048732	236582174	206583266	191907263
$\Sigma Q$	115947	115947	93070	93070
$\Sigma H$	63263	61288	66809	61865
$\Sigma Q^2$	455492014	455492014	299780469	299780469
$(\Sigma Q)^2$	13443636436	13443636436	8662094444	8662094444

Las sumatorias son reemplazadas obteniendo los valores a y b para cada caso, los cuales son indicados a continuación en la tabla:

**TABLA 3-30:** PARÁMETROS DE FUNCIONES LINEALES – SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados de Sumatorias				
Valores	Grupo 1 - Frecuencia 59 HZ		Grupo 2 - Frecuencia 60 HZ	
	Teórico	Real	Teórico	Real
a	-0,06	-0,04	-0,06	-0,002
b	2347,47	2194,38	2418,05	2067,83

Con cuyos valores se obtuvo la función lineal de cada grupo de análisis las cuales se presentan a continuación:

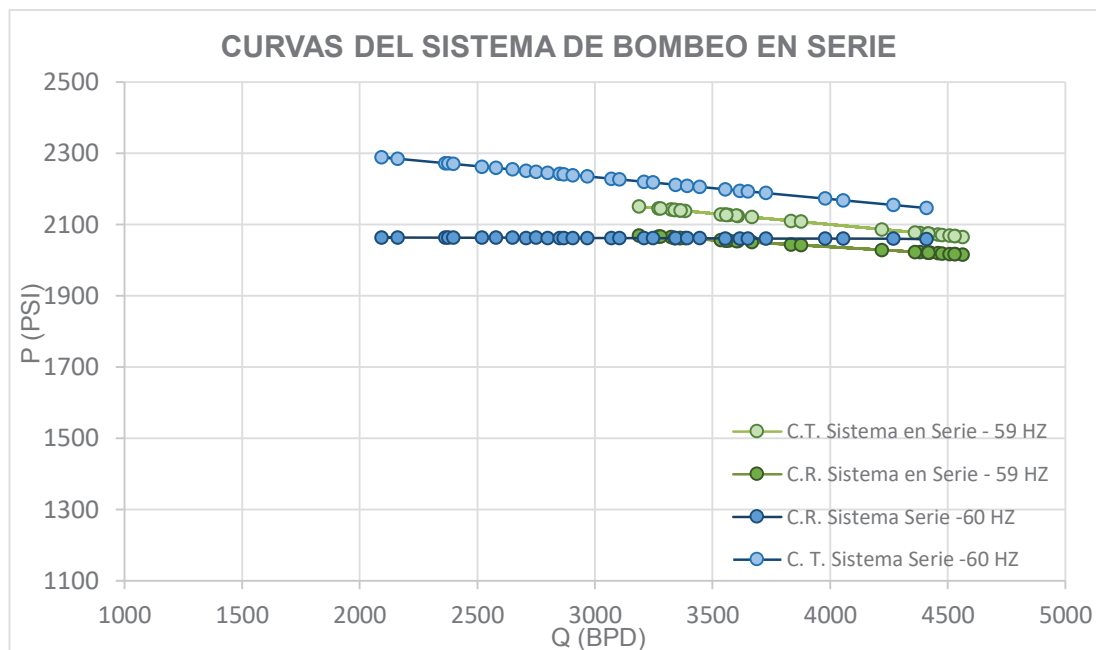
**TABLA 3-31:** FUNCIÓN LINEAL PARA SISTEMA DE BOMBEO SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE (Petroamazonas EP, 2017)

Resultados Ecuaciones Lineales		
Grupo 1- Frecuencia 59 HZ	Teoría	$H = -0,06Q + 2347,47 [psi]$
	Real	$H = -0,04Q + 2194,38 [psi]$

Grupo 2 - Frecuencia 60 HZ	Teoría	$H = -0,06Q + 2418,05$ [psi]
	Real	$H = -0,002Q + 2067,83$ [psi]

En la figura 3-9 se puede observar los resultados del sistema de bombeo en serie obtenidos teórica y real para los dos casos analizados.

**FIGURA 3-9: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE (Petroamazonas EP, 2017)**



- **Calculo de Eficiencia**

El cálculo de la eficiencia se encuentra en el Anexo 12. De igual manera para el valor de la eficiencia real se evaluó cada dato de campo obtenido para las distintas frecuencias, el valor promedio de los resultados por grupo y la eficiencia teórica son presentados en la tabla 3-31.

**TABLA 3-32: EFICIENCIA PROMEDIO SISTEMA BOMBEO EN SERIE (Petroamazonas EP, 2017)**

Eficiencia %	Grupo 1 - Frecuencia 59 HZ	Grupo 2 - Frecuencia 60 HZ
<b>Real</b>	58,55	57,89
<b>Teórica</b>	64,08	65,51

## CAPÍTULO 4

### DISEÑO DE SISTEMAS MODULARES

#### 4.1 TANQUES

En base a los requerimientos de Petramazonas EP, las condiciones bajo las cuales se diseñó los sistemas modulares son las siguientes:

**TABLA 4-1: PROPIEDADES CONSIDERADAS PARA DISEÑAR SISTEMAS MODULARES (Petroamazonas EP, 2017)**

Propiedades	Valor
Concentración Entrada [ppm]	100
Concentración Salida [ppm]	70
SGw	1
SGo	0,88
$\mu_w$ [cp]	0,6
$\mu_o$ [cp]	15

#### Altura y Diámetro del tanque

Para diseñar estos sistemas consideramos la norma API 12F (Anexo 32), la cual para una capacidad de 500 barriles recomienda los siguientes valores de alturas y diámetros:

**TABLA 4-2: VALORES DE DIÁMETROS Y ALTURAS PARA 500 BLS DE ACUERDO CON LA NORMA API 12F (Norma API 12F)**

Diámetro [ft]	Altura [ft]
12	25
15	16

De las dos posibilidades que nos presenta la norma seleccionamos al tanque con las dimensiones de 12 pies de diámetro y 25 pies de altura, ya que los camiones que transportan estos equipos tienen plataformas de 8 pies de ancho por 40 pie



de largo. Por lo que tomando las precauciones adecuadas podríamos transportar tanques con las dimensiones seleccionadas.

### Cálculo del diámetro de partícula y velocidad de ascenso

Estos cálculos se los realizaron en función del Anexo 12, obteniendo los resultados presentes en la tabla 4-3.

### Cálculo del caudal a manejar

Despejando la variable  $Q_w$  de la ecuación referente al diámetro del tanque, se obtuvo que el caudal que puede ser manejado que es de 3631,90 BWPD.

$$Q_w = \frac{d^2 (\Delta SG) d_m^2}{6691 F \mu_w} [BWPD]$$

$$Q_w = \frac{(144)^2 (1 - 0,88)(76,55)^2}{(6691)(1)(0,6)}$$

$$Q_w = 3631,90 [BWPD]$$

### Cálculo del tiempo de residencia:

Haciendo referencia al ejemplo de cálculo del Anexo 12 se obtuvo el valor correspondiente de 3 horas.

A continuación, se muestra una tabla los resultados de las variables calculadas para los tanques del sistema modular. Se debe considerar que el caudal calculado pertenece a un solo tanque.

**TABLA 4-3:** VARIABLES DE DISEÑO DE LOS TANQUES SKIMMER PARA SISTEMAS MODULARES (Petroamazonas EP, 2017)

Variable	Tanque Skimmer
dm [ $\mu$ m]	76,55
Velocidad de ascenso [ft/s]	0,00209
Diámetro del tanque [ft]	12
Altura del tanque [ft]	25

Tiempo de residencia [hrs]	3,39
Qw [BWPD]	3632

## 4.2 SISTEMA DE BOMBEO

Para realizar el dimensionamiento de las bombas, tanto las de baja presión como las de alta presión que se incorporarán al sistema, se tomará como base las propiedades del fluido resultante del análisis real del sistema de tratamiento de agua de la estación Secoya presentadas en la tabla 3-4.

### 4.2.1 BOMBAS DE BAJA PRESIÓN

#### Capacidad

Para determinar la capacidad que será requerida al dimensionar las bombas de baja presión, la base será el caudal que es tratado en la sección de tanques del sistema de tratamiento modular.

Estableciendo que el primer módulo de diseño (3 tanques Skimer) tiene capacidad tope de 10896 BWPD con lo cual con un mínimo margen de seguridad para el desarrollo del sistema de bombeo se tomará un caudal operativo de 10890 BWPD.

Según el estudio realizado en la sección anterior y por políticas operativas de Petroamazonas EP para el diseño se determina trabajar con bombas actuando en paralelo lo que representa que el caudal tratado por la sección de tanques se lo dividirá para el número de bombas que actúen. Con esta premisa el sistema de bombeo de baja presión trabajará con dos bombas en paralelo con lo cual el caudal para la selección de cada una será de 5 445 BWPD. De no trabajar inicialmente con los caudales previstos se tendrá operativa una bomba y la otra actuará como respaldo.

#### Cálculo del NPSH<sub>A</sub>

Previo a su cálculo se debe conocer datos adicionales con:

- **Presión Absoluta:** los tanques modulares desarrollados actúan a presión atmosférica que en el Oriente se establece de 14,36 psi, la cual será ocupada para cálculos.

- **Altura Estática:** para determinar esta carga se requiere conocer el nivel al cual se encontrará operativo cada tanque, tomando como referencia el diseño de la Estación Secoya y con información proporcionada por el Departamento de Facilidades de Petroamazonas EP se da a conocer que el nivel operativo de un tanque debe encontrarse de 3 a 4 pies bajo su altura total por lo tanto se establece que los tanques modulares actuarán a una altura operativa de 21 pies.
- **Presión de Vapor:** la carga debida a esta presión se determina según las propiedades (temperatura y gravedad específica) del fluido, como se mencionó estas propiedades serán las consideradas en la tabla 3-4, por lo que en función del Anexo 15 el valor de la presión de vapor es de 1,6927 psi.
- **Carga por Fricción:** para determinar la carga por fricción se debe establecer primero el diámetro de salida de los tanques la cual se la determinará con la siguiente ecuación:

Datos:

$$Q=10890 \text{ [BWPD]} = 0,02004 \text{ [m}^3/\text{s]}$$

$$K= 1,2 \text{ adimensional}$$

$$D = K\sqrt{Q} \text{ [m]}$$

$$D = 1,2\sqrt{0,02004}$$

$$D = 0,169 \text{ [m]} = 6,69 \text{ [plg]}$$

Por lo cual el diámetro nominal comercial escogido es de 8 pulgadas y cuyo diámetro interno es de 7,98 pulgadas, mientras que la longitud de tubería por experiencia operativa del Departamento de Facilidades de Petroamazonas EP se establece trabajar con una distancia promedio de 600 pies.

Para las pérdidas menores se tomó el estudio de campo de la bomba de baja presión del sistema de inyección de la Estación Secoya, con lo cual la longitud equivalente resultante para el estudio del sistema de bombeo de

baja presión del sistema modular es la sumatoria de todas las longitudes equivalentes del cuadro 4 – Anexo 12 cuya resultante es igual a 54 pies.

Con estos datos determinamos la carga por fricción cuyo resultado es de 2,37 pies. Una vez establecidos todos los parámetros necesarios se calcula el NPSH<sub>A</sub> teniendo un valor de 48,18 pies.

### **Carga**

Para establecer el valor de la carga se necesita determinar ciertos parámetros básicos de descarga como: el caudal, diámetro, velocidad y pérdidas en la línea de impulsión.

El caudal como los otros parámetros de impulsión será determinado en función de la cantidad de agua tratada que es requerida para la inyección (10 000 BWPD), por lo que se tomó los datos analizados del sistema de Secoya.

Se inicia calculando el diámetro de la tubería cuyo resultado fue 6,29 pulgadas. El diámetro nominal comercial escogido es de 6 pulgadas con diámetro interno de 6,07 pulgadas, mientras que la longitud de impulsión se tomará 15 100 pies y un nivel estático de 75 pies (análisis campo de bomba de alta presión).

Para las pérdidas menores se tomó la longitud equivalente total resultante de la sumatoria del cuadro 6 – Anexo 12 cuyo valor es igual a 124 pies, con estos datos se determinó la carga por fricción cuyo valor es de 178,58 pies.

Para calcular la velocidad de impulsión se hizo referencia a la definición de caudal la cual establece que es igual velocidad de paso del fluido a través de una sección (Mott, 2006) con lo que tenemos:

$$Q = v (A) \left[ \frac{ft^3}{s} \right]$$

$$A = \pi r^2 [ft^2]$$

Dónde:

$v$  = velocidad, en ft/s

$A = \text{área, en ft}^2$

$r = \text{radio interno, en ft.}$

Datos:

$D_{IN} = 6,07 \text{ [plg]} = 0,506 \text{ [ft]}$

$Q=0,65 \text{ [ft}^3/\text{s]}$

$$0,65 = v (0,20)$$

$$v = 3,23 \left[ \frac{\text{ft}}{\text{s}} \right]$$

Una vez obtenido los datos necesarios tanto de la impulsión como de la succión lo reemplazamos en la ecuación.

$$H_t = H_{est} + h_f + \frac{V^2}{2g} \text{ [ft]}$$

$$H_t = (21 + 75) + (2,37 + 178,58) + \frac{(3,23)^2}{2(32,17)}$$

$$H_t = 277,11 \text{ [ft]}$$

Al valor obtenido se le aplica un 10 % por seguridad operativa por lo que tenemos una carga para el requerimiento de la bomba de 305 pies.

### **Cálculo de Potencia**

Para el cálculo de la potencia dado que se estableció operar con un sistema en paralelo se tomará el caudal requerido por cada bomba es de 5 445 BWPD (159 GPM) con una carga de 305 pies y con una eficiencia para el cálculo es del 60 % obteniendo el valor de 20,18 HP. Este valor representa la potencia mínima requerida de la bomba a elegir.

Una vez determinados valores los cuales fueron calculados de la misma manera que los ejemplos de cálculo del Anexo 12, cuyos resultados se muestran en la tabla 4-4, estos serán considerados como los parámetros mínimos requeridos para escoger una bomba de baja presión que se acople de forma correcta a nivel operativo.

**TABLA 4-4: PARÁMETROS MÍNIMOS DE OPERACIÓN BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)**

	Flujo [GPM]	Cabeza [ft]	Potencia Mínima [HP]	NPSH <sub>A</sub> [ft]	Eficiencia Teórica [%]
<b>Bomba Centrífuga</b>	159	305	20	48	60

#### 4.2.2 BOMBAS DE ALTA PRESIÓN

##### Capacidad

Reiterando lo especificado anteriormente el caudal para este tipo de bombas dependerá del agua tratada que es requerida por el pozo inyector, lo cual para el diseño se estableció de 10 000 BWPD (análisis en campo).

La operación de estas bombas será aplicando un sistema en paralelo actuando con dos, por lo cual el caudal operacional por bomba es de 5 000 BWPD.

##### Cálculo del NPSH<sub>A</sub>

Para este cálculo se tomará datos obtenidos en la sección de las bombas de baja presión debido a que estas bombas actúan en un sistema en serie.

Para la presión absoluta se calculará tomando en cuenta la descarga entregada por la bomba de baja presión para ello primero se determinará la carga por succión de esta bomba mediante la sumatoria de cargas como: estática, por presión absoluta y por la fricción en la línea y cuyo resultado final es 52,14 pies; con lo cual a su vez se pudo determinar la presión de descarga igual a 357,14 pies.

Con todos los datos calculados en referencia al Anexo 12 se determinó finalmente el valor del NPSH<sub>A</sub> cuya cifra es 249,61 pies.

##### Carga

Antes de determinar el valor de carga se debe conocer la descarga requerida; valor tomado de análisis de campo ya efectuado que es igual a 2000 psi (4667 ft), cabe recalcar que estas bombas se encuentran instaladas a cortas distancia del

pozo inyector, por lo que se consideran las pérdidas por fricción y elevación de bomba hasta el cabezal como depreciables.

En cuanto a la carga por succión se calculó en función de los parámetros como presión de vapor, carga estática y fricción obteniendo el valor de 253,56 pies; con todos estos datos la carga requerida es de 4413 pies.

Dado que ya se analizó como actúan este tipo de bombas se establece que la bomba a seleccionar opere con un variador de frecuencia, lo cual le dará un rango de seguridad en el caso de necesitar una carga mayor. Inicialmente se actuará con la menor frecuencia siempre que cumpla con los parámetros de diseño.

#### **Cálculo de Potencia**

El caudal para el cálculo será de 5 000 BWPD (146 GPM) y para la eficiencia 60 % valor teórico asumido resultando con una potencia de 268,18 HP, cifra que representa la potencia mínima requerida de la bomba a elegir.

Una vez determinados los parámetros que se muestran en la tabla 4-5 se establece que deben ser los mínimos para la selección de la bomba de alta presión que se acopla al sistema establecido.

**TABLA 4-5: PARÁMETROS MÍNIMOS DE OPERACIÓN BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)**

	Flujo [GPM]	Carga [ft]	Potencia Mínima [HP]	NPSH <sub>A</sub> [ft]	Eficiencia Teórica [%]
<b>Bomba de Alta Presión</b>	146	4413	268	250	60

Por normativa establecida por Petroamazonas EP el dimensionamiento de líneas debe satisfacer los siguientes requerimientos (Tabla 4-6), que relacionan las velocidades promedio admisibles en función de diámetro de la tubería.

**TABLA 4-6: VELOCIDADES ADMISIBLES PARA DISTINTOS TIPOS DE LINEAS**  
(Petroamazonas EP, 2017)

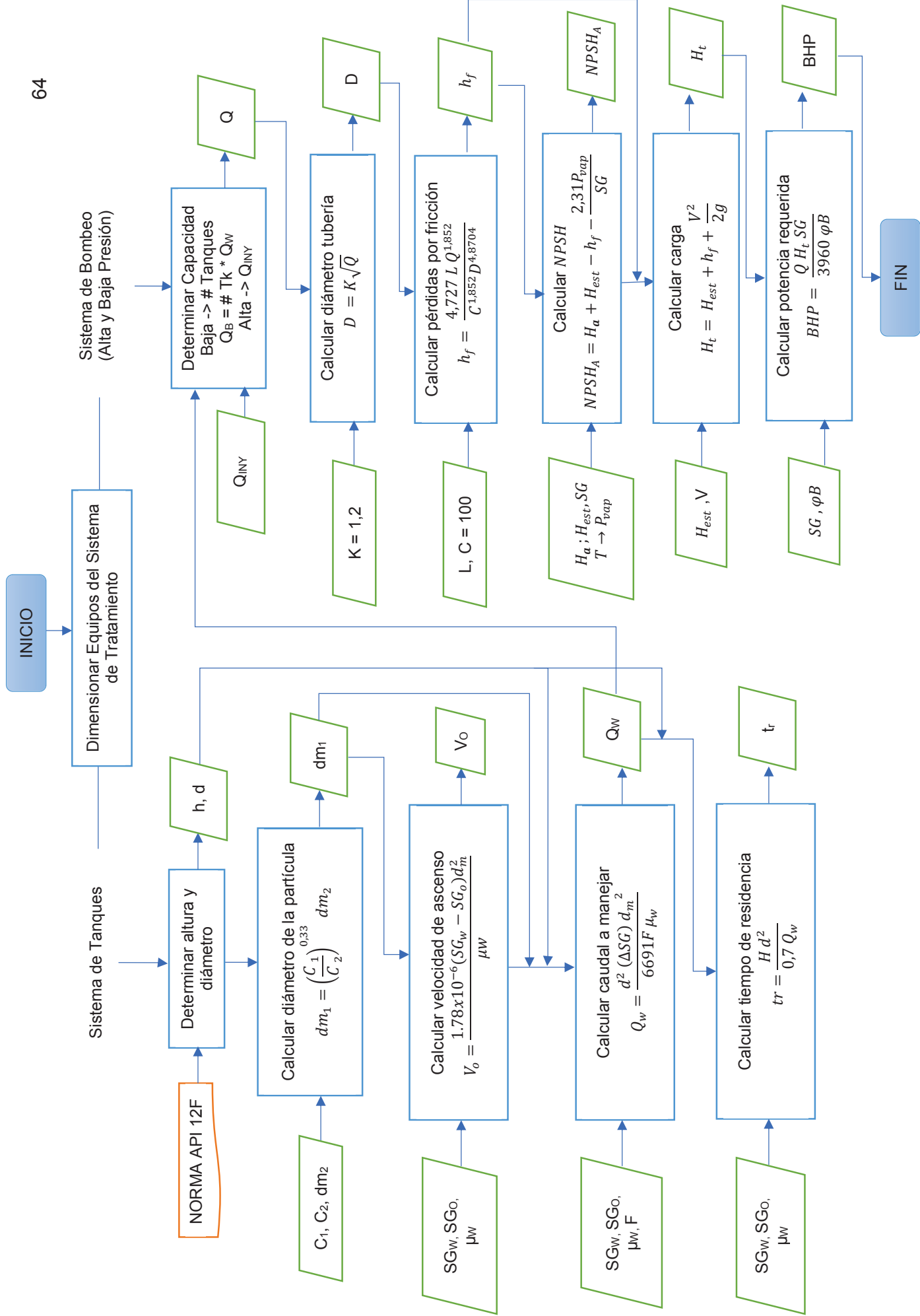
Líneas para Agua		
Dimensión Tubería (plg)	Velocidad Promedio (ft/s)	$\Delta P$ Máximo (psi /100 ft)
1	2 – 3,3	0,3 – 0,4
2	3,3 – 5	
4	5 – 7	
6	7 – 9	
8	8,2 – 9,8	
10	9,8 – 12	
12	12 – 14	
16	12 – 15	
20+	12 – 15	

- Dependiendo del servicio la velocidad puede ser más alta que la indicada en la tabla, pero en ningún caso podrá ser mayor de 15 ft/s. De igual forma, la velocidad puede ser más baja que las indicadas en esta tabla, pero la mínima velocidad recomendable si se sospecha presencia moderada de sólidos, debe ser 3 ft/s.

El sistema modular presentado se consideró como el sistema básico, puesto que consta de un número límite de tanques en función del caudal requerido por el pozo inyector y su respectivo sistema de bombeo.

A continuación, se muestra el diagrama de flujo del algoritmo para dimensionar los equipos que conforman el sistema de tratamiento:





Los sistemas modulares representan una salida viable al tratamiento de agua de formación debido a que dan solución a factores de gran influencia dentro de la industria como tiempo, dinero, movilización y espacio por lo cual a más del diseño básico en la tabla 4-7 se presentará varios sistemas con sus respectivos parámetros de solución aplicando el algoritmo diseñado.

**TABLA 4-7: PARÁMETROS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS MODULARES (Petroamazonas EP, 2017)**

Módulo	Sistema de Tanques			Sistema de Bombeo de Baja Presión						Sistema de Bombeo de Alta Presión				
	# Tanques	Caudal Manejado [BWPD]	Diámetro Salida Fluido [pulg]	Flujo [GPM]	Carga [ft]	Potencia Mínima [HP]	NPSH <sub>A</sub> [ft]	Eficiencia [%]	Diámetro Salida Fluido [pulg]	Flujo [GPM]	Carga [ft]	Potencia Mínima [HP]	NPSH <sub>A</sub> [ft]	Eficiencia [%]
1	3	10890	8	159	305	20	48	60	6	146	4413	268	250	60
2	4	14530	8	212	310	27	47	60	6	146	4415	268	248	60
3	5	18160	10	265	305	27	49	60	6	146	4413	268	250	60
4	6	21790	10	318	305	40	48	60	6	146	4414	268	249	60

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Con los datos de concentraciones tomadas en campo se concluyó cualitativamente que el tanque Skimmer cumple con los criterios de separación dispuestos para el sistema.
- La relación exponencial entre la concentración y tamaño de la partícula es aplicable para concentraciones menores a 50 ppm al momento de diseñar tanques de los sistemas de tratamiento dado que cumple con el límite permisible para una investigación.
- Con el análisis técnico de la planta de tratamiento se pudo determinar que los equipos no se encuentran sobredimensionados sino subutilizados debido a las condiciones actuales de operación.
- Las bombas de baja y alta presión no se encuentran cavitando ya que el NPSH disponible ( $NPSH_A$ ) es mayor que el NPSH requerido ( $NPSH_R$ ).
- En función de las configuraciones del sistema de bombeo, se puede encontrar bombas que resulten ser económicamente rentables dentro del mismo y que cumplan con las condiciones operativas establecidas.
- Los parámetros calculados para el diseño de las bombas de baja y alta presión son los mínimos requeridos al momento de su respectiva selección.
- Mediante el estudio de todos los parámetros que intervienen en el diseño de los sistemas de tanques y bombas de la planta de tratamiento de agua de la Estación Secoya se pudo determinar que hasta la actualidad se encuentra trabajando en condiciones estables, pese a la subutilización de

los tanques mencionados con anterioridad; por lo cual no se vio en la necesidad de implementar nuevos diseños para la mejora del proceso.

- En base al algoritmo desarrollado se concluye que los sistemas modulares diseñados deben manejar como mínimo el caudal que requiere el pozo a inyectar, por tal motivo el Módulo 1 (base) generado en este trabajo consta de tres tanques y un sistema de bombeo en serie con bombas de baja y alta presión, cada una de ellas a su vez tienen un arreglo en paralelo, lo cual garantiza trabajar adecuadamente con el caudal que entrega el sistema de tanques.
- Los sistemas modulares son aplicables para viscosidades menores a 80 cp debido a los parámetros de restricción dados por la ecuación utilizada en el diseño.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Utilizar los sistemas modulares, ya que representan una salida viable al tratamiento de agua de formación ya que dan solución a factores de gran influencia dentro de la industria como tiempo, dinero, movilización y espacio.
- Generar una actualización periódica de planos con la finalidad de conocer el historial de cambios realizados e identificar rápidamente cualquier anomalía que pueda presentarse.
- Considerar que para todo cálculo la base sea lo establecido por certificaciones internacionales, como en el caso de este trabajo en lo que respecta a tanques se utilizaron las normas API 650 y API 12F.
- Para el diseño de las líneas de flujo se recomienda no utilizar arreglos complejos, debido a que se generan turbulencia y grandes pérdidas debido a la fricción.
- Al momento de diseñar los tanques para los sistemas modulares se debe considerar el tamaño de la plataforma utilizada para su transporte.
- Implementar un conjunto de válvulas al fondo del tanque (sistema barrefondos) con el fin de tener la menor cantidad de sólidos asentados para que la altura operativa no se vea afectada.
- En un arreglo en paralelo de bombas en el caso de manejar un caudal menor al de diseño se puede considerar como una vía alternar su funcionamiento con el fin de evitar un desgaste inequitativo.
- Cumplir con un mantenimiento periódico de equipos que garanticen el correcto funcionamiento de la planta de tratamiento de agua.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdel-Aal, H., Fahim, M. (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*. Marcel Dekker, USA.

API Norma 650. (1998). *Los Tanques de Acero soldados para el Almacenamiento de Petróleo*. CSSINFO, Washington D.C. (10ma Edición).

API Norma 12F. (1994). *Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids*. CSSINFO, Washington D.C. (11va Edición).

Arnold, K., Stewart, M. (2008). *Surface Production Operation*. Elsevier, USA. (3ra Edición)

Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J. (2004). *Manejo de la Producción de Agua: De residuo a recurso*. Recuperado de [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield.../04\\_managing\\_water.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield.../04_managing_water.pdf)

ARPEL. (s.f.). *Guía para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida*.

Ballenilla, E., Ballenilla, F. (2006). *Producción Petrolífera*. Recuperado de <http://cervantes.cpd.ua.es/personal/fernando.ballenilla/Apuntes/Picomeseta.html>.

Bombas Centrifugas, (s.f.). Universidad de Sevilla. Recuperado de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5091/fichero/6++BOMBAS+CENTR%C3%8DFUGAS.pdf>.

Campos, J. (s.f.). *Ahorro de Energía en Sistemas de Bombas Centrifugas*. Universidad del Atlántico y Universidad Autónoma de Occidente. Recuperado de <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/bombas.pdf>

Carnicer, E. Mainar C. (2004). *Bombas Centrifugas*. International Thomson Editores Spain, España. (2da Edición)

Carrión, J. Jaya, G. (2011). *Análisis y Rediseño del Sistema de reinyección de Crudo para el Campo Cuyabeno y Sansahuari pertenecientes al Área Cuyabeno*. (Tesis) Recuperado de <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/3039/1/T-ESPE-030894.pdf>

Comunidad Petrolera. (2009). *Inyección de Agua*. Recuperado de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>

Corredor, J. (2014). *Hoja de Cálculo Programada para el Diseño de una Estación de Bombeo de Agua Residual con base de Datos de Bombas Sumergibles*. (Tesis) Recuperado de <http://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/86>

Dávalos, R. (2014). *Diseño de una Planta para el Tratamiento de 20 000 barriles diarios de Agua de Formación en un Campo Maduro del Oriente Ecuatoriano*. (Tesis) Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8681/3/CD-5828.pdf>

Delgado, J., Gutiérrez C., Salazar, F., Guevara, M., Mercado, R., Pereira, J. (2013). *La ley de Stokes como herramienta conceptual en el análisis de procesos de deshidratación del petróleo*. Recuperado de: [http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0187-893X2013000100010](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0187-893X2013000100010)

Fernández, P. (s.f.). *Bombas Centrífugas y Volumétricas*. Universidad de Cantabria

Fierro, J. (2006). *Clarificación de Agua de Producción para su Inyección o Reinyección por Flotación Inducida con Microburbujas*. (Tesis) Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/169/1/CD-0196.pdf>

Fredes, A. (2015). *Flujos y Bombas*. Recuperado de: <http://slideplayer.es/slide/2457769/>

Kenneth, E. (2006). *Facilities and Construction Engineering*. Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE (1era. Ed.).

Loaisiga, H. (s.f.). *Bombas y Estaciones de Bombeo*. Recuperado de <https://henryloaisiga.files.wordpress.com/2011/12/unidad-vii-bombas-y-estaciones-de-bombeo2.doc>.

Lorenzo, E., Bellón, D. López G. (2009). *Bombas*. Udelar-IMFIA. Recuperado de [https://www.fing.edu.uy/imfia/imfiaweb/sites/default/files/Teo8\\_09\\_b.pdf](https://www.fing.edu.uy/imfia/imfiaweb/sites/default/files/Teo8_09_b.pdf)

Mancilla, R., Mesa, H. (2012). *Metodología para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero*. (Tesis) Recuperado de <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/995/2/145188.pdf>

Montenegro, (2013). *Evaluación de los Factores que Afectan a la Producción en el Campo IROA del Bloque 16*. (Tesis). Recuperado de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/2010/1/T-UCE-0017-41.pdf>

Mott, R. (2006). *Mecánica de Fluidos*. Prentice Hall Hispanoamérica, México (4ta Edición).

PlusPetrol. (s.f.). *Sistema de Reinyección*. Recuperado de [http://feconaco.org/documentos/teoria\\_reinyeccion.htm#REINYECCION](http://feconaco.org/documentos/teoria_reinyeccion.htm#REINYECCION)

PardalSERVICE, (2012). *Memoria de Cálculo*.

Paris, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Astro Data Maracaibo, Venezuela. Recuperado de <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>



Pinzón, G., Moreno, M. (2007). *Sistema de Tratamiento de Agua: Tanque Desnatador*. Recuperado de: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/600/2/124046.pdf>

RAOHE (2010). *Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas*.

Revelo, S. (2015). *Diseño de tanques, usados en la separación del agua de formación para el proceso de reinyección, estación Secoya*. (Tesis) Recuperado de <http://www.dspace.uce.edu.ec:8080/bitstream/25000/4515/1/T-UCE-0017-115.pdf>

Reyes, J., Nieves, A., Medina, E. (1997). *Diseño y Selección de Bombas*. Universidad Nacional Autónoma de México. Cuauhtemoc – México.

Ruiz, M. (s.f.) *Diseño de Plantas*.

Sánchez, L. (2013). *Recuperación Mejorada de Petróleo*. Recuperado de <http://tecnicasderecuperacionmejorada.blogspot.com/>

Valencia, R. (2012). *Recuperación de Agua por Inyección de Agua*.

Viejo, M., Álvarez, J. (2003). *Bombas*. Noriega, Limusa, México. (3era. Ed.).

Westaway, C., Loomis, A. (1981). *Cameron Hydraulic Data*. INGERSOLL-RAND, USA. (6ta Edición).

Zamora, I. Barahona, T. (2012). *Modelación de un Sistema de Reinyección de Agua de Formación en un Campo Petrolero*. (Tesis) Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7864>

## ANEXOS

### ANEXO 1: FENÓMENOS FÍSICOS PARA DISEÑO DE TANQUES PARA UN SISTEMA DE TRATAMIENTO

Existen tres fenómenos físicos que son utilizados para diseñar los equipos de tratamiento de agua, los mismos se describirán a continuación:

#### **Separación Gravitacional**

Método físico en donde las partículas al tener diferentes densidades son separadas de tal manera que las menos densas empiezan a ascender ejerciendo sobre ellas una fuerza de empuje y otra de fricción opuesta a su movimiento debido a la fase continua (acuosa), además de la fuerza ejercida por la gravedad.

Existe un momento en el que estas fuerzas que actúan sobre la partícula se igualan consiguiendo una velocidad constante, la cual se puede calcular con la Ley de Stokes.

(Arnold y Stewart, 2008; Pinzón y Moreno, 2007).

#### ***Ley de Stokes:***

Esta ley nos indica que el movimiento de partículas esféricas pequeñas en un seno viscoso a velocidades bajas experimenta una resistencia proporcionada por este medio, dando como resultado una desaceleración hasta llegar a un desprendimiento de la partícula.

$$F_r = 6 \pi R \mu v \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

Fr = fuerza de rozamiento.

R = radio de la esfera.

$\mu$  = viscosidad del fluido.

v = velocidad de la partícula.

$\pi$  = constante adimensional.

Las unidades de esta ecuación dependen del sistema con el que se esté trabajando.

(Pardaliservices, 2012; Delgado et al, 2013)

### **Dispersión y Coalescencia**

En la fase acuosa fuerzas internas de dispersión y coalescencia actúan sobre las gotas de petróleo. A continuación, se describirán cada uno de estos procesos:

La **dispersión** es un proceso mediante el cual las gotas de la fase discontinua (petróleo) se dividen en gotas más pequeñas y se distribuyen en la fase continua (agua), esto sucede al momento en el que la energía cinética del sistema es suficiente para superar la tensión superficial de la gota (Arnold y Stewart, 2008; Cantos, 2016).

En la **coalescencia** pequeñas gotas se unen para formar otras más grandes, por lo tanto, este proceso entre gotas de petróleo en la fase acuosa está dado por la diferencia entre las fuerzas de atracción y repulsión, dando como resultado una gota más grande de petróleo cuando la fuerza de atracción es mayor (Arnold y Stewart, 2008; Dávalos, 2014).

### **Flotación**

Este proceso consiste en separar las partículas a través de la inyección de finas burbujas de gas en la fase acuosa, esto se logra debido al aumento de densidad de las gotas de petróleo ya que las gotas de gas se adhieren a ellas de tal manera que ascienden con mayor facilidad disminuyendo el tiempo de retención (Arnold y Stewart, 2008).

De acuerdo con los métodos de separación antes mencionados podemos tener una variedad de equipos utilizados para las plantas de tratamiento de agua, los cuales al usar cada uno de estos métodos mejoran la separación del petróleo y agua. A continuación, se muestra una tabla en la que se indican los equipos con sus respectivos métodos de separación, según Arnold y Stewart:

**CUADRO 1: EQUIPOS CON SU RESPECTIVO MÉTODO DE SEPARACIÓN (Arnold y Stewart, 2008)**

Método	Tipo de equipo	Tamaño mínimo de gota removido (micrones)
<b>Separación gravitacional</b>	Recipientes y tanques Skimmer Separadores API Pilas de desecho Pilas skim	100-150
<b>Fusión de la placa (plato de coalescencia)</b>	Interceptores de placas paralelas Interceptores de placa acanalada Separadores de flujo cruzado Separadores helicoidales	30-50
<b>Flotación de gas</b>	Gas disuelto Hidráulica de gas disperso Mecánica de gas disperso	10-20
<b>Separación por gravedad mejorada</b>	Hidrociclones Centrífugas	15-30
<b>Filtración</b>	Membrana multimedia	1+

## ANEXO 2: CONFIGURACIÓN Y PARTES DEL TANQUE SKIMMER

Este equipo básicamente cuenta con:

- Una tubería vertical.
- Platos internos horizontales.
- Bandeja recolectora de crudo.
- Baffles, evitan ciertos eventos hidráulicos (vibración, turbulencia y formación de corto circuitos) que no contribuyen a la separación del crudo.

(Arnold y Stewart, 2008; Pardaliservices, 2012)

Estos tanques pueden tener dos tipos de configuraciones, horizontal o vertical, para el primer caso las gotas de petróleo suben perpendicularmente y son más eficientes ya que dichas gotas no tienen que ir en contra del flujo de agua. En el caso de los tanques verticales las gotas de petróleo deben elevarse hasta la superficie a contracorriente del flujo descendente del agua (Arnold y Stewart, 2008).

Cuando los tanques pueden soportar una presión interna o externa mayor a la atmosférica son conocidos como tanques a presión, si sucede lo contrario los tanques son atmosféricos. En los sistemas de tratamiento de agua comúnmente se utilizan tanques atmosféricos debido al bajo costo comparado con los tanques a presión (Pinzón y Moreno, 2007).

## ANEXO 3: DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS

Una bomba es un dispositivo mecánico que transforma la energía. Recibe energía mecánica que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que el fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad (Mott, 2006).

### Ley de Afinidad

La ley afinidad expresa relaciones matemáticas que existe entre varias características de las bombas, entre las cuales tenemos:

$$\frac{Carga\ 1}{Carga\ 2} = \left(\frac{Frecuencia\ 1}{Frecuencia\ 2}\right)^2 \quad \text{Ec. 2}$$

$$\frac{Potencia\ 1}{Potencia\ 2} = \left(\frac{Frecuencia\ 1}{Frecuencia\ 2}\right)^3 \quad \text{Ec. 3}$$

Dónde:

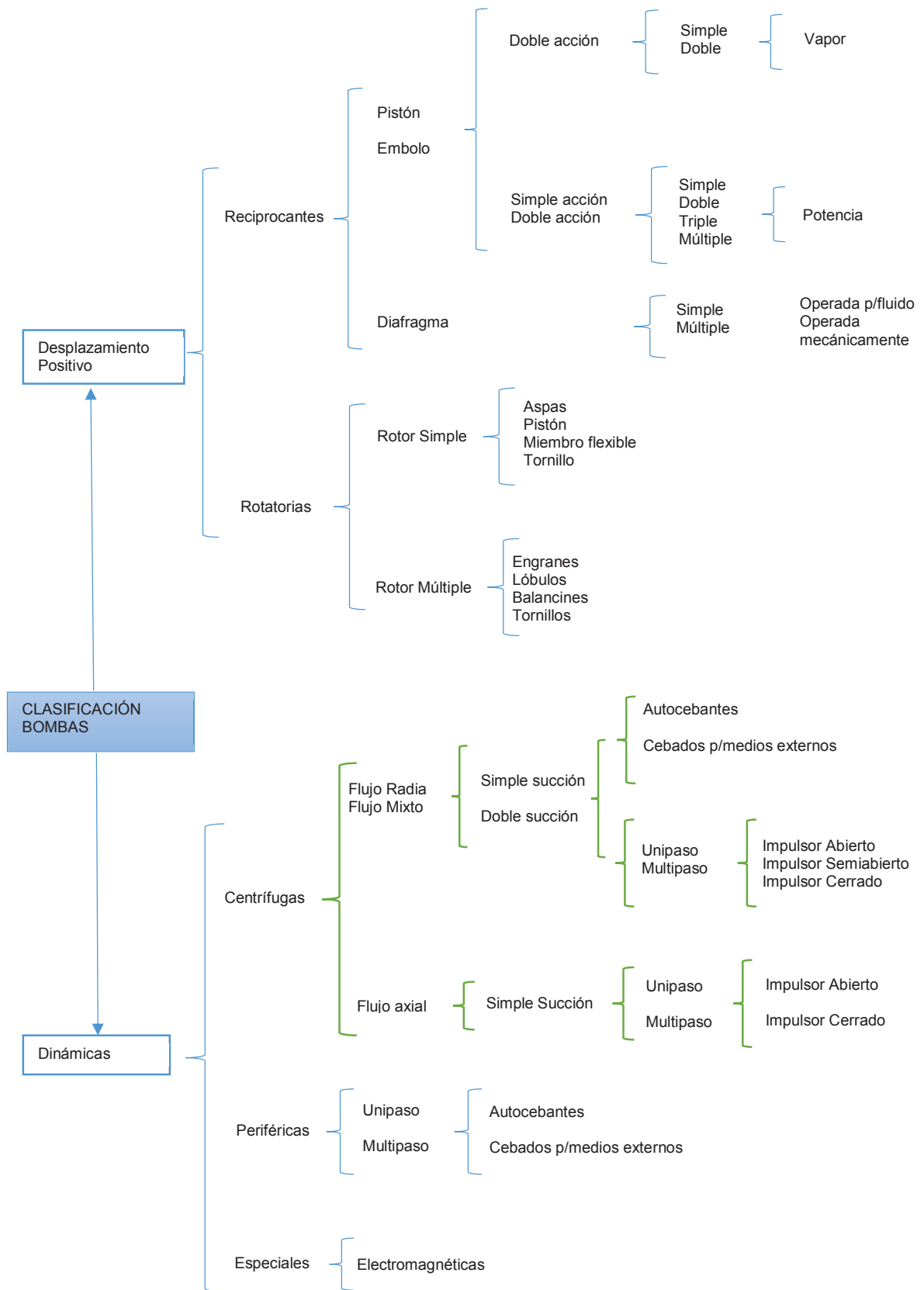
Carga = expresado en ft o psi.

Frecuencia = expresada en Hz.

Potencia = expresada en HP.

(Pardaliservices, 2012; Bombas Centrífugas, s.f.).

Existe una gran cantidad de tipos de bomba las cuales se encuentran clasificadas de forma completa según "Hydraulic Institute", la cual se podrá observar en el diagrama siguiente (Carnicer y Mainar, 2004; Viejo y Álvarez, 2003):

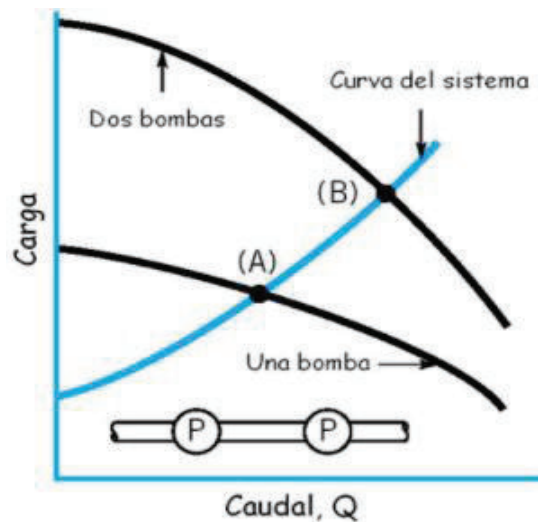


## ANEXO 4: ARREGLOS DE LOS SISTEMAS BOMBEO

### Arreglo en Serie

En una gran cantidad de situaciones para proporcionar la carga requerida se da como solución el uso de un bombeo en serie en el cual el resultado de su carga del sistema es igual a la suma de cargas de las bombas involucradas para un valor de gasto dado (Lorenzo et al, 2009).

ILUSTRACIÓN 1: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE (Fredes, 2015)



- **Eficiencia**

Par determinar la eficiencia de un sistema de bombeo en serie se aplica la ecuación:

$$\varphi B_{A-B} = \frac{H_A + H_B}{\frac{H_A}{\varphi B_A} + \frac{H_B}{\varphi B_B}} \quad \text{Ec. 4}$$

Dónde:

$\varphi B_{A-B}$  = eficiencia del sistema, adimensional.

$H_A$  = carga primera bomba del sistema, en psi o ft.

$\varphi B_A$  = eficiencia primera bomba del sistema, adimensional.

$H_B$  = carga segunda bomba del sistema, en psi o ft.

$\varphi B_B$  = eficiencia primera bomba del sistema, adimensional.

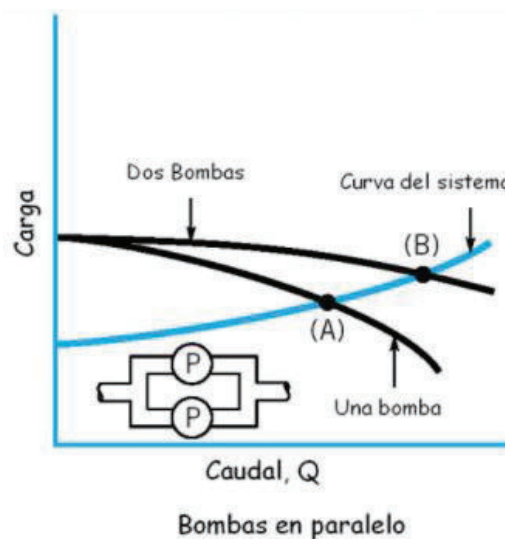
(Reyes et al, 1997)



### Sistema de Bombeo en Paralelo

Si se requiere el majeo de un alto caudal la solución más viable que se presenta es el uso de un sistema en paralelo en la cual: la carga total es la que manejan las bombas cuando funcionan por separado y en tanto al caudal total es igual a la suma de las capacidades de las bombas involucradas. Este tipo de sistema es común utilizarlo como respaldo del sistema base (Reyes et al, 1997; Lorenzo et al, 2009).

**ILUSTRACIÓN 2: SISTEMA DE BOMBEO EN PARALELO** (Fredes, 2015)



- **Eficiencia**

Para determinar la eficiencia de un sistema de bombeo en paralelo se aplica la ecuación:

$$\varphi_{B_{A-B}} = \frac{Q_A + Q_B}{\frac{Q_A}{\varphi_{B_A}} + \frac{Q_B}{\varphi_{B_B}}} \quad \text{Ec. 5}$$

Dónde:

$\varphi_{B_{A-B}}$  = eficiencia del sistema, adimensional.

$Q_A$  = capacidad primera bomba del sistema, en psi o ft.

$\varphi_{B_A}$  = eficiencia primera bomba del sistema, adimensional.

$Q_B$  = capacidad segunda bomba del sistema, en psi o ft.

$\varphi_{B_B}$  = eficiencia primera bomba del sistema, adimensional.

(Reyes et al, 1997)

## ANEXO 5: TEORÍA DEL DISEÑO

### Parámetros Básicos – Sistema de Tanques:

#### Tiempo de Residencia:

Es el tiempo en el que se considera que una gota del líquido demora en entrar y salir del recipiente que lo contiene. Parámetro importante al momento de diseñar un tanque ya que determina la altura y radio del mismo (Arnold y Stewart, 2008).

$$tr = \frac{H d^2}{0,7 Q_w} [min] \quad \text{Ec. 6}$$

Dónde:

H = es la altura del agua, en ft.

tr = es el tiempo de retención, en min.

d = es el diámetro del tanque Skimmer vertical, en plg.

Qw = es el caudal de agua, en BWPD.

La altura de almacenamiento de agua debe ser sumada 3 pies para ser considerada como segura y aceptada (Arnold y Stewart, 2008).

#### Distribución del tamaño de gotas de petróleo:

Esta distribución es una característica fundamental del agua producida tomada en cuenta al momento de diseñar y dimensionar un sistema de tratamiento. Generalmente esta distribución se obtiene de datos de campo, sin embargo, en ausencia de los mismos se puede considerar la siguiente relación (Arnold y Stewart, 2008):

$$dm_1 = \frac{C_1}{C_2} dm_2 \quad \text{Ec. 7}$$

Dónde:

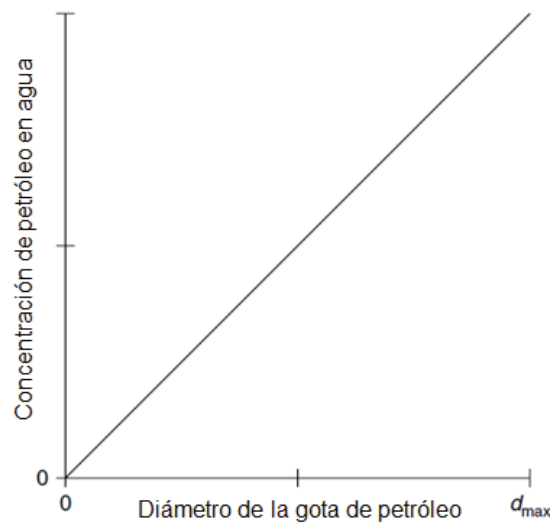
dm<sub>1</sub> = diámetro a una concentración (1), en μm.

dm<sub>2</sub> = diámetro a una concentración (2), en μm.

C<sub>1</sub> = concentración (1), ppm.

C<sub>2</sub> = concentración (2), ppm.

**ILUSTRACIÓN 3: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE LA GOTA DE PETRÓLEO PARA DISEÑO (Arnold y Stewart, 2008)**



La presencia de placas ayuda a disminuir los diámetros de las partículas a tratar, la ecuación que nos ayuda a encontrar el número de placas o platos a utilizar es la siguiente:

$$\#platos = 0,077 \frac{Q_w \mu_w}{(\Delta SG)(d_m)^2} \quad \text{Ec. 8}$$

Dónde:

$Q_w$  = caudal de agua, en BWPD.

$d_m$  = diámetro de la partícula, en  $\mu m$ .

$\mu_w$  = viscosidad del agua, en cp.

$SG$  = gravedad específica, adimensional.

**Velocidad de la Partícula:**

Esta velocidad es la constante que se da lugar cuando existe un equilibrio entre las fuerzas que actúan sobre una partícula, la misma que puede ser calculada a partir de la Ley de Stokes. Se hace la consideración que la gota de petróleo es totalmente esférica y el flujo es laminar.

$$V_o = \frac{1,78 \times 10^{-6} (SG_w - SG_o) d_m^2}{\mu_w} \left[ \frac{ft}{s} \right] \quad \text{Ec. 9}$$

Dónde:

$V_o$  = velocidad de ascenso de la gota, en ft/s.

$d_m$  = diámetro de la gota de petróleo, en  $\mu\text{m}$ .

$\mu_w$  = viscosidad del agua, en cp.

$\Delta SG$  = diferencia de gravedades específicas de agua y petróleo, adimensional.

### **Gravedad Específica:**

Se define como el ratio de la densidad del líquido (petróleo) para la densidad del agua y es dependiente de dos temperaturas bajo las cuales las densidades de la muestra de petróleo y agua son medidas (Arnold y Stewart, 2008).

### **Viscosidad:**

Es la medida de la resistencia de un líquido a fluir, cambia con la temperatura. Altos valores de viscosidad del agua de formación a ser tratada ocasionan desgaste en los equipos (Abdel & Fahim, 2003; Cantos, 2017).

### **Diámetro del Tanque:**

Partiendo de la Ley de Stokes se puede encontrar el diámetro del tanque de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$d^2 = 6691F \frac{Q_w \mu_w}{(\Delta SG) d_m^2} [plg] \quad \text{Ec. 10}$$

Dónde:

$d$  = diámetro del tanque, en ft.

$Q_w$  = caudal de agua a manejar, en BWPD.

$\mu_w$  = viscosidad del agua, en cp.

$\Delta SG$  = diferencia de gravedades específicas de agua y petróleo, adimensional.

$d_m$  = diámetro de la partícula de petróleo, en  $\mu\text{m}$ .

$F$  = factor por generación de turbulencia.

En el caso de un Skimmer con diámetro de 48 pulgadas o menos, el factor de turbulencia debe ser igual a 1.0. Los Skimmer con diámetros de más de 48

pulgadas (1.2 m) requieren un valor para F de entrada y salida. Se recomienda que, para un Skimmer de gran diámetro, F debe ser igual a  $d/48$  (Arnold y Stewart, 2008).

### **Criterio de Selección**

De acuerdo con Arnold y Stewart, al momento de diseñar los equipos que conforman una Planta de Tratamiento se requiere de la siguiente información:

- Calidad del efluente de agua.
- Caudal de flujo de agua producida,  $Q_w$  [BWPD].
- Gravedad específica del agua producida, SGw. Si no se tiene el dato disponible se asume un valor de 1,07.
- Viscosidad del agua producida a la temperatura de flujo,  $\mu$  [cp]. Asumir 1 cp si el dato no está disponible.
- Concentración de petróleo en el agua a ser tratada en ml/l o ppm. Este valor se determina mejor a partir de muestras de campo o datos de laboratorio.
- Curva de distribución del tamaño de partículas para las gotas de petróleo en el agua producida.
- Concentración del petróleo soluble a las condiciones de descarga en ml/l o ppm.

El mismo autor recomienda el siguiente procedimiento al momento de seleccionar los equipos:

- Determinar el contenido de petróleo en el afluente de agua producida. En la ausencia de información se puede asumir valores de 1000 a 2000 mg/l.
- Determinar la distribución del tamaño de la gota de petróleo de la corriente de afluente de agua producida. Usar una distribución lineal con un máximo de 250 a 500 micrones en ausencia de datos.
- Determinar el diámetro de la partícula que puede ser tratada para conseguir la calidad requerida del efluente. Este puede ser calculado al dividir la calidad del efluente para la calidad del afluente y multiplicarlo por el diámetro máximo de la partícula encontrado en el paso anterior.

- Determinar las dimensiones del Skimmer:
  - Seleccionar la configuración horizontal o vertical.
  - Seleccionar un tanque atmosférico o de presión.
  - Determinar los tamaños correspondientes de acuerdo con las ecuaciones para la selección realizada, diámetro del tanque, longitud o altura, tiempo de retención.
  - Seleccionar un tanque Skimmer, SP Pack o platos coalescedores para la aplicación, considerando costos y espacio disponible.

### **Parámetros Básicos – Sistema de Bombeo:**

#### **Capacidad o Caudal**

Es el volumen de líquido por unidad de tiempo se lo expresa generalmente en campo en galones por minuto (gpm) o en barriles por día (bpd) (Carnicer y Mainar, 2004; Fernández, s.f.).

#### **Altura o Carga**

Es la distancia vertical existente entre una superficie libre de agua y una cota de referencia. En un sistema de bombeo el término se refiere tanto a la bomba como al conjunto de tubería asociada a la misma (Carnicer y Mainar, 2004).

Para determinar la carga se puede realizar mediante la diferencia de presiones entre la descarga y carga.

$$Carga = \Delta P = P_D - P_S [psi] \quad \text{Ec. 11}$$

La carga también se la puede expresar en pies:

$$Carga = \frac{\Delta P \times 2,31}{GE} [ft] \quad \text{Ec. 12}$$

Dónde:

GE = gravedad específica del fluido.

$\Delta P$  = variación de presión, psi.

La función de la bomba dentro del sistema es entregar un caudal determinado a una presión requerida mediante energía entregada al fluido, la cual está conformada por: carga estática, carga por velocidad, la carga relacionada con pérdidas de rozamiento - pérdidas menores y la altura total (Reyes et al,1997).

- **Carga Estática**

Se la determina mediante la altura geométrica del nivel del fluido entre los depósitos de succión y descarga y la línea de centros de la bomba.

- **Carga estática de descarga:** Es la diferencia entre el nivel fluido en la descarga y la línea de centros de la bomba.
- **Carga estática de succión:** Es la diferencia entre el nivel fluido en la succión y la línea de centros de la bomba, puede tener un valor negativo o positivo dependiendo de la posición de la línea de centros de la bomba.

(Reyes et al, 1997)

- **Carga por Velocidad**

Es determinada por la energía cinética contenida en el fluido operado en cualquier punto del sistema (Viejo y Álvarez, 2003).

- **Carga por Rozamiento y Pérdidas Menores**

Es la energía necesaria que se debe suministrar al sistema para compensar las pérdidas producidas por la fricción del fluido debido a la rugosidad, diámetro, longitud y velocidad con la que circula a través de tuberías, accesorio y/o válvulas (Carnicer y Mainar, 2004; Fernández, s.f.).

El cálculo de esta carga se puede obtener por varios métodos de los cuales para el diseño de sistema de inyección de agua se aplicará la correlación de **Hazen-Williams** ya que en las líneas tenemos mayoritariamente agua, se la considera la más conservadora y toma en cuenta factores de incrustación.

$$\frac{h_f}{L} = \frac{0,002083 Q^{1,85}}{D^{4,8704}} \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} [ft] \quad \text{Ec. 13}$$

Dónde:

$h_f$  = pérdida por fricción, en ft.

$Q$  = caudal, en gpm.

$C_w$  = coeficiente de Hazen –Williams.

$d$  = Diámetro interno del tubo, en plg.

$L$  = longitud, ft.

$C_w$  es el coeficiente de acuerdo con el tipo y a las condiciones internas del tubo, para el diseño del sistema de bombeo a estudio se utilizará  $C_w = 100$ .

(Zamora y Barahona, 2012; Westaway y Loomis, 1981).

Para las pérdidas menores se utilizará la ecuación de Hazen –Williams en donde se remplazará la longitud por una equivalente propia de cada accesorio. En la tabla 1-4 se puede observar las longitudes equivalentes de cada accesorio para el diámetro (Mott, 2006).

**CUADRO 2: LONGITUD EQUIVALENTE DE ACCESORIOS (Mott, 2006)**

TIPO	Longitud equivalente en diámetros de conductos $L_e/D$
Válvula de globo-completamente abierta	340
Válvula de ángulo-completamente abierta	150
Válvula de compuerta - completamente abierta	8
3/4 abierta	35
1/2 abierta	160
1/4 abierta	900
Válvula de verificación - tipo giratorio	100
Válvula de verificación - tipo de bola	150
Válvula de mariposa-completamente abierta	45
Codo estándar de 90°	30
Codo de radio de largo de 90°	20
Codo de calle de 90°	50
Codo estándar de 45°	16



Codo de calle de 45°	26
Codo de devolución cerrada	50
Te estándar -con flujo a través de un tramo	20
Te estándar - con flujo a través de un ramal	60

- **Carga Total**

Es la suma de todas las cargas mencionadas anteriormente:

$$H_t = H_{est} + h_f + \frac{v^2}{2g} [ft] \quad \text{Ec. 14}$$

Dónde:

$H_t$  = altura tota, en ft.

$H_{est}$  = altura estática, en ft.

$h_f$  = pérdidas por fricción, en ft.

$V$  = velocidad impulsión, en ft/s.

$g$  = gravedad, en ft<sup>2</sup>/s

(Westaway y Loomis, 1981).

### Curvas Características de la Bomba

Lo primero que se debe verificar en una bomba es que cumpla los requerimientos del diseño, ya que cada bomba tiene la capacidad de impulsar cierta cantidad de líquido a una carga, además se tiene curvas que relacionen variables que interviene en el funcionamiento de la misma.

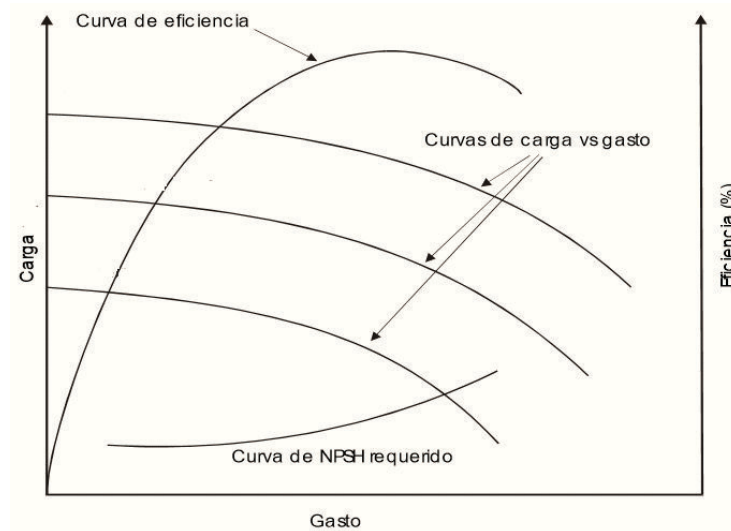
Toda esta información técnica se la puede obtener por catálogos del fabricante, generalmente esta información incluye:

- Curva de carga vs caudal
- Curva de NPSH vs caudal
- Curva de eficiencia vs caudal
- Curva de potencia vs caudal

(Campos, s.f.)

En la figura 1-11 se puede observar curvas entregadas por el fabricante.

**ILUSTRACIÓN 4: CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA (Campos, s.f.)**



### Rendimiento y potencia absorbida

La potencia que demanda la bomba debe ser la necesaria para que la capacidad del sistema esté en condiciones de entregar el máximo caudal de operación.

$$BHP = \frac{Q H SG}{3960 \phi} [HP] \quad \text{Ec. 15}$$

Dónde:

$BHP$  = potencia, en HP.

$Q$  = caudal, en gpm.

$H$  = carga total, en ft.

$SG$  = gravedad específica del fluido.

La eficiencia de la bomba se la puede determinar despejando la ecuación 1.13; de no poseer el valor de la eficiencia comúnmente se asume un valor teórico del 60 % (Corredor, 2014; Reyes et al, 1997).

### Línea de Impulsión

Se refiere a la tubería de conducción del fluido bombeado hasta el punto de descarga, para poder generar estimaciones preliminares de diámetro de esta línea una de las formulas comúnmente utilizadas para fluido tipo agua con

instalaciones que operan de forma continua es la fórmula de Bresse mostrada a continuación (Loaisiga, s.f.):

$$D = K \sqrt{Q} \text{ [m]} \quad \text{Ec. 16}$$

Dónde:

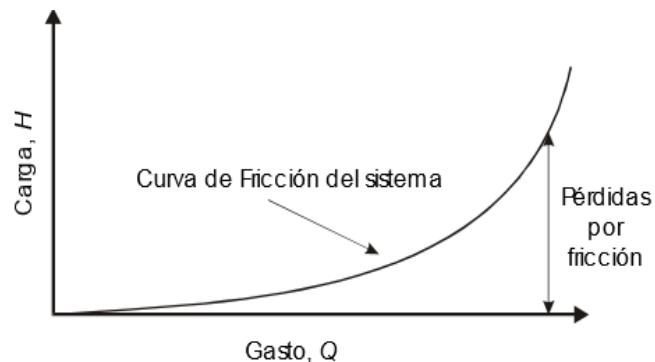
$K$  = constante adimensional,  $K=1,2$ .

$Q$  = caudal, en  $\text{m}^3/\text{s}$ .

### Curva del Sistema

La curva del sistema se la determina al combinar la carga estática, la presión diferencial y la carga por fricción. Al sobreponer esta curva con la curva de carga vs caudal de la bomba se puede determinar el caudal que entregara la bomba al sistema en esa condición (Campos, s.f.).

**ILUSTRACIÓN 5:** CURVA DEL SISTEMA (Campos, s.f.)



### Velocidad Específica

Se la puede determinar mediante la ecuación (Lorenzo et al, 2009):

$$N_s = \frac{N \sqrt{Q}}{H^{0,75}} \quad \text{Ec. 17}$$

Dónde:

$N_s$  = velocidad específica de la bomba, adimensional.

$N$  = velocidad de gira, en RPM.

$Q$  = caudal a máxima eficiencia, en gpm.

$H$  = carga total, en ft.

### Carga Neta de Succión Positiva

Es la diferencia entre la presión del líquido de bombeo referida al eje del impulsor y la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, de la cual se debe distinguir dos tipos:

- **NPSH disponible o necesario (NPSH<sub>A</sub>):** depende de las instalaciones elegidas para la bomba además de ser independiente del tipo de bomba seleccionada, se la calcula con la siguiente ecuación:

$$NPSH_A = \frac{2,31 P_a}{SG} + H_{est} - h_f - \frac{2,31 P_{vap}}{SG} \quad [ft] \quad \text{Ec. 18}$$

Dónde:

$NPSH_A$  = carga de succión neta disponible, en ft.

$P_a$  = presión absoluta, en psi.

SG = gravedad específica.

$H_{est}$  = altura estática de succión, en ft.

$h_f$  = pérdidas por fricción, en ft.

V = velocidad flujo, en ft/s.

$P_{vap}$  = presión de vapor, en psi.

- **NPSH requerido (NPSH<sub>R</sub>):** es un parámetro característico de cada tipo de bomba y varía según el modelo, tamaño y condiciones de servicio, es determinada a través de ensayos por lo cual es un dato facilitado por el fabricante.

(Carnicer y Mainar, 2004; Mott, 2006; Bombas Centrífugas, s.f.)

### Cavitación

La cavitación ocurre cuando la presión absoluta dentro del impulsor cae por debajo de la presión de vapor del líquido, generando burbujas. Para evitar la cavitación en las bombas se debe verificar NPSHA sea una 10% más de la carga neta requeridas NPSHR que es establecida por el fabricante (Reyes et al, 1997).

## ANEXO 6: PARÁMETROS PARA EL ANALISIS ESTADÍSTICO

**Desviación estándar:**

$$s = \sqrt{\frac{1}{(n-1)} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad \text{Ec. 19}$$

$$\sqrt{\frac{1}{(30-1)} \sum_{i=1}^n (x_i - 37,25)^2}$$

$$s = 4,01 \text{ [ppm]}$$

Dónde:

s = desviación estándar, dependiente de la muestra analizada.

n = número total de datos, adimensional.

$x_i$  = dato, unidad dependiente de la muestra analizada.

$\bar{x}$  = promedio del total de datos, unidad dependiente de la muestra analizada.

**Ajuste Matemático:**

Se utilizó una regresión lineal por el método de mínimos cuadrados para tener una función simplificada de los datos, las ecuaciones en función de las variables a manejar para el análisis son:

$$H = a Q + b \quad \text{Ec. 20}$$

Las constantes a y b se obtienen las ecuaciones siguientes:

$$a = \frac{n(\sum QH) - (\sum Q)(\sum H)}{n(\sum Q^2) - (\sum Q)^2} \quad \text{Ec. 21}$$

$$b = \frac{(\sum H) - a(\sum Q)}{n} \quad \text{Ec. 22}$$

Dónde:

H= carga, en ft o psi.

Q= caudal, en bpd o gpm.

n= número de datos

En dónde reemplazando las sumatorias correspondientes se obtiene los valores de a y b:

$$a = \frac{30(1243184) - (3394)(11027)}{30(389933) - 11520205} = -0,74$$

$$b = \frac{11027 - (-0,74)(3394)}{30} = 451,61$$

Una vez obtenidos los resultados de a y b los reemplazamos en la ecuación 2.5 que es el resultado de la regresión lineal.

$$H = -0,74Q + 451,61 [ft]$$

**Cálculo del error muestral:**

$$Error \% = \left( \frac{C_{teórica} - C_{experimental}}{C_{teórica}} \right) (100)$$

$$Error \% = \left( \frac{70 - 72,42}{70} \right) (100)$$

$$Error \% = 3,45$$

## ANEXO 7: DATOS DE CONCENTRACIONES Y DIÁMETROS DE PARTICULAS A LA SALIDA DEL TANQUE SKIMMER

	ENTRADA SKIMMER				SALIDA SKIMMER			
	Concentración de Aceite en Agua [ppm]	Total Sólidos Suspendedos [ppm]	Turbidez [NTU]	dm [ $\mu\text{m}$ ]	Concentración de Aceite en Agua [ppm]	Total Sólidos Suspendedos [ppm]	Turbidez [NTU]	dm [ $\mu\text{m}$ ]
Día 1	17,2	19,8	18	48,17	7,2	12,6	8,6	36,14
Día 2	22,4	25,3	28,3	52,56	12,6	18,7	22,3	43,47
Día 3	22,4	25,1	28,5	52,56	12,6	18,7	22,3	43,47
Día 4	25,1	25,5	28,6	54,57	5,4	17,7	19,3	32,87
Día 5	25,1	25,7	28,9	54,57	5	20,3	19,9	32,04
Día 6	28,2	24	24,3	56,71	4	14,8	16,1	29,77
Día 7	14,5	20,1	22,1	45,53	12,1	16,3	17,2	42,89
Día 8	20,3	20,2	21,4	50,88	11,2	9,7	11,3	41,81
Día 9	16,5	19,6	20,3	47,51	12,4	16,1	16,5	43,24
Día 10	20,3	20,2	21,4	50,88	11,2	14,8	15,1	41,81
Día 11	15	19,2	20,1	46,04	10,5	13,8	14,4	40,93
Día 12	12,7	20,1	26,6	43,58	8,2	15,9	12,2	37,72
Día 13	16,7	18,9	19,3	47,70	12,4	16,1	16,5	43,24
Día 14	13,6	23,3	25,8	44,58	8,7	17,5	15,6	38,47
Día 15	9,1	22,3	20,1	39,04	6,3	15,6	16,1	34,58
Día 16	25,1	25,3	28,3	54,57	5,5	20,3	19,9	33,07
Día 17	32	22,3	25,2	59,12	7,9	18,8	18,7	37,26
Día 18	21,2	18,5	34,5	51,61	8,2	15,9	16,2	37,72
Día 19	21,2	18,5	34,5	51,61	8,2	15,9	16,2	37,72
Día 20	37,1	23,1	51,3	62,08	4,1	11,6	14,3	30,01
Día 21	48,5	40,4	18,5	67,82	5,8	16,9	10,5	33,65
Día 22	32,6	21,2	40,6	59,49	5,7	10,5	12,2	33,46
Día 23	38,2	19,4	41,3	62,68	7,9	11,2	13,5	37,26
Día 24	26,4	19,5	30,4	55,49	9,7	10,8	12,3	39,87
Día 25	37,1	23,1	51,3	62,08	7,9	8,5	9,6	30,25
Día 26	32	22,3	25,2	59,12	7,9	11,2	13,5	37,26
Día 27	32	22,3	25,2	59,12	7,9	11,2	13,5	37,26
Día 28	48,5	40,4	18,5	67,82	5,8	16,9	10,5	33,65
Día 29	38,4	30	25,2	62,79	6	15,3	10,8	34,03
Día 30	28,1	24	24,3	56,64	7,2	9,4	10,2	36,14
Promedio	25,92	23,32	27,6	54,23	8,17	14,77	14,84	37,25

FUENTE: Petroamazonas EP, 2012

## ANEXO 8: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA GRUPO 1 - BOMBA DE BAJA PRESIÓN

Datos de Campo - Bomba de Baja Presión				
Caudal		Variación de Presiones		Carga
Total Inyectado [BWPD]	Total Inyectado [GPM]	Presión Succión [PSI]	Presión Descarga [PSI]	H [ft]
4531	132	4,3	139	314
4426	129	3,5	148	338
4383	128	6,8	149	332
4415	129	5,7	151	338
3834	112	5,4	152	342
3270	95	5,3	153	345
3385	99	5,6	154	346
3339	102	6,5	155	347
4460	130	6,8	156	348
3361	100	8,4	157	347
4476	131	4,2	158	358
4563	133	4,8	159	360
3325	97	8,0	160	355
4361	127	5,1	161	363
4509	132	5,8	162	365
4418	129	4,8	163	369
4529	132	4,1	164	372
3876	113	5,0	166	375
3607	105	5,9	167	375
3668	107	4,1	168	382
3280	96	9,6	169	373
3555	104	4,2	171	389
3340	101	7,0	172	385
3570	104	4,5	173	393
3535	103	3,5	175	400
3189	95	3,1	176	403
3601	105	6,0	177	399
3558	104	8,0	178	397
4220	123	6,5	180	405
3365	98	6,7	184	414

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017



## ANEXO 9: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA GRUPO 2 - BOMBA DE BAJA PRESIÓN

Datos de Campo - Bomba de Baja Presión				
Caudal		Variación de Presiones		Carga
Total Inyectado [BWPD]	Total Inyectado [GPM]	Presión Succión [PSI]	Presión Descarga [PSI]	H [ft]
2161	63	4,6	147	332
2093	61	2,6	140	320
2364	69	4,8	143	323
2376	69	5,5	150	337
2398	70	5,2	142	319
2520	74	4,3	137	309
2580	75	5,4	150	338
2651	102	2,9	136	310
2708	79	5,5	142	319
2750	100	3,1	137	312
2800	82	5,5	145	326
2851	83	4,3	145	328
2867	84	4,2	148	334
2906	85	4,2	139	315
2967	87	5,0	145	327
3070	90	6,6	153	343
3104	91	4,0	144	327
3210	94	5,3	155	349
3247	95	5,0	150	337
3343	98	2,2	134	307
3393	99	4,9	144	325
3446	101	5,1	144	324
3555	101	5,7	150	336
3617	105	5,1	143	322
3651	107	4,9	149	335
3728	95	4,8	139	312
3979	116	2,8	145	332
4056	118	5,2	146	329
4270	125	4,9	150	339
4410	98	4,1	150	340

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 10: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA - BOMBA DE ALTA PRESIÓN (59 HZ)

Datos de Campo - Bomba de Alta Presión Frecuencia 59 HZ			
Caudal	Variación de Presiones		Carga
Total Inyectado [BWPD]	Presión Succión [PSI]	Presión Descarga [PSI]	P [PSI]
4531	180,0	2100	1920
4426	210,0	2050	1840
4383	169,0	2085	1916
4415	210,0	2050	1840
3834	180,0	2100	1920
3270	205,0	2100	1895
3385	195,0	2050	1855
3339	183,0	2115	1932
4460	180,0	2100	1920
3361	202,0	2110	1908
4476	220,0	2050	1830
4563	183,0	2087	1904
3325	195,0	2100	1905
4361	220,0	2050	1830
4509	186,0	2086	1900
4418	220,0	2050	1830
4529	230,0	2050	1820
3876	200,0	2100	1900
3607	195,0	2050	1855
3668	195,0	2050	1855
3280	200,0	2100	1900
3555	195,0	2050	1855
3340	195,0	2100	1905
3570	190,0	2100	1910
3535	190,0	2100	1910
3189	195,0	2100	1905
3601	196,0	2115	1919
3558	195,0	2130	1935
4220	165,0	2000	1835
3365	203,0	2116	1913

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 11: RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CARGA - BOMBA DE ALTA PRESIÓN (60 HZ)

Datos de Campo - Bomba de Alta Presión Frecuencia 60 HZ			
Caudal	Variación de Presiones		Carga
Total Inyectado [BWPd]	Presión Succión [PSI]	Presión Descarga [PSI]	P [PSI]
2161	150,0	2000	1850
2093	110,0	1950	1840
2364	190,0	2000	1810
2376	160,0	2050	1890
2398	162,0	2200	2038
2520	110,0	2050	1940
2580	150,0	2100	1950
2651	166,0	2145	1979
2708	154,0	2145	1991
2750	159,0	2140	1981
2800	110,0	2100	1990
2851	120,0	2000	1880
2867	170,0	2073	1903
2906	120,0	2100	1980
2967	158,0	2040	1882
3070	178,0	2000	1822
3104	160,0	2099	1939
3210	165,0	2096	1931
3247	170,0	2100	1930
3343	110,0	2100	1990
3393	155,0	2100	1945
3446	160,0	2055	1895
3555	150,0	2150	2000
3617	150,0	2150	2000
3651	170,0	2050	1880
3728	155,0	2000	1845
3979	165,0	2070	1905
4056	170,0	2082	1912
4270	200,0	2050	1850
4410	170,0	2085	1915

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 12: CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO

### SISTEMA DE TANQUES

#### Cálculo de la velocidad de ascenso

Se considera que la gota de petróleo es una esfera perfecta:

$$V_o = \frac{1,78 \times 10^{-6} (SG_w - SG_o) d_m^2}{\mu_w}$$

$$V_o = \frac{1,78 \times 10^{-6} (1 - 0,88) (76,55)^2}{0,6}$$

$$V_o = 0,00208 \left[ \frac{ft}{s} \right]$$

#### Cálculo del diámetro del tanque:

$$d^2 = 6691 F \frac{Q_w \mu_w}{(\Delta SG) d_m^2}$$

$$d^2 = 6691 (1) \frac{(50000) (0,6)}{(1 - 0,88) (76,55)^2}$$

$$d = 534,29 [plg]$$

$$d = 44,52 [ft]$$

#### Cálculo del volumen:

$$Volumen = 0,14 R^2 H [bls]$$

$$Volumen = 0,14 (45)^2 (24)$$

$$Volumen = 6660,97 [bls]$$

Dónde:

R = radio del tanque, en ft.

H = altura del tanque, en ft

#### Cálculo del tiempo de residencia:

$$tr = \frac{H d^2}{0,7 Q_w}$$

$$tr = \frac{(21) (534,26)^2}{0,7 (50000)}$$

$$tr = 171,28 [min]$$

$$tr = 2,85 [hrs]$$

## SISTEMA DE BOMBEO DE BAJA PRESIÓN

### Cálculo del NPHS<sub>A</sub>:

Para determinar el valor del NPHS previó se necesita conocer la carga por fricción en la que debe incluirse las pérdidas menores (accesorios).

Para ello como parte del trabajo de campo se determinó la longitud de tubería, encontrando tramos de con diferentes diámetros desde el tanque pulmón hasta la succión de la bomba, por lo cual se determinó la longitud por cada tramo; a esa longitud tomada se incluye mediante una suma la longitud equivalente dada por accesorios.

Se presenta el cuadro 3 con el diámetro interno y la longitud de los distintos tramos de tubería encontrados.

**CUADRO 3:** DIÁMETROS Y LONGITUDES DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

TUBERÍAS SUCCIÓN		
Diámetro Nominal [plg]	Diámetro Interno [plg]	Longitud [ft]
12	11,94	583
10	10,02	18
8	7,98	10
10	10,02	5
20	19,41	7
6	6,07	3

Para el cálculo de las pérdidas menores se consideró el número y tipo de accesorio con lo cual se determina su relación en función del cuadro 2 – Anexo 5 para posteriormente multiplicar por su respectivo diámetro obteniendo, la longitud

equivalente para cada sección de tubería, los resultados se presentan en el siguiente cuadro.

**CUADRO 4:** LONGITUD EQUIVALENTE ACCESORIOS- BOMBA DE BAJA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)

TIPO	Le/D	Línea de 12"		Línea de 10"		Línea de 8"		Línea de 6"	
		# Acces.	DI [ft] 1,00	# Acces.	DI [ft] 0,84	# Acces.	DI [ft] 0,67	# Acces.	DI [ft] 0,51
Válvula Compuerta	8	1	0,66	1	0,56	2	0,89	1	6,32
Válvula Mariposa	45			1	3,13				
Codo de 90°	50	6	24,88	1	3,48			1	6,32
T- con flujo a través de un ramal	60			1	4,18	1	3,33		
Longitud Equivalente Total (ft)			25,54		11,34		4,21		12,65

Para el segundo tramo de tubería de diámetros de 10 plg y 20 plg no se tiene accesorios por lo que no se encuentran en la tabla de la longitud equivalente.

Sumando la longitud de tubería y longitud equivalente dada por los accesorios para cada tramo además reemplazando datos como caudal y factor C en la siguiente ecuación obtenemos el valor de la carga por fricción.

$$\frac{h_f}{L} = \frac{0,002083 Q^{1,85}}{D^{4,8704}} \left( \frac{100}{C} \right)^{1,85}$$

$$\frac{h_f}{L} = \frac{0,002083 (1453)^{1,852}}{D^{4,8704}} \left( \frac{100}{100} \right)^{1,852} [ft]$$

$$h_f = 12,54 [ft]$$

Para poder verificar el valor del NPSHA aparte de la carga por fricción se requieren datos adicionales como:

$$P_{vap} = 1,6927 \text{ [psi] @ } 120 \text{ °F determinado por tablas (Anexo 15)}$$

$$P_a = 14,3 \text{ [psi] (Presión del Tanque T-051)}$$

Reemplazando los datos en la ecuación correspondiente se tiene:

$$NPSH_A = \frac{2,31 P_a}{SG} + H_{est} - h_f - \frac{2,31 P_{vap}}{SG}$$

$$28 = \frac{2,31(14,3)}{0,99} + H_{est} - 12,54 - \frac{2,31(1,6927)}{0,99}$$

$$H_{est} = 11,12 [ft]$$

#### Cálculo de Potencia:

Para determinar la potencia de la bomba se utilizó la eficiencia del 58 % valor obtenido de las bombas trasvase existente.

$$BHP = \frac{Q H SG}{3960 \phi B}$$

$$BHP = \frac{(729)(345)(0,99)}{3960 (0,58)}$$

$$BHP = 108,5 [HP]$$

### SISTEMA DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN

#### Cálculo de la Carga:

Para determinar la carga se inicia calculando la carga por succión la cual se estableció mediante la siguiente expresión:

$$Carga\ de\ succión = \frac{2,31 P_a}{SG} + H_{est} - h_f [ft]$$

$$Carga\ de\ succión = 355,83 + 75 - 317,84 [ft]$$

$$Carga\ de\ succión = 112,99 [ft]$$

Además, se debe conocer la presión por descarga que será igual a la presión máxima que necesita el pozo para la inyección cuyo valor es de 2000 psi (4667 ft). Aplicando la siguiente ecuación:

$$Carga = \Delta P = P_D - P_S [psi]$$

$$Carga = 4667 - 113 [ft]$$

$$Carga = 4554 [ft]$$

### Cálculo del NPSH<sub>A</sub>:

Primero se inició aplicando la ecuación correspondiente para conocer la carga por fricción incluida pérdidas menores por lo cual se procedió a tomar el valor de la longitud correspondiente a la tubería encontrándose con la existencia de varios tramos de tubería con diferentes diámetros hasta la succión de la bomba, con lo que se determinó primero la longitud por cada tramo para posteriormente incluir la longitud equivalente dada por accesorios.

El cuadro 5 presenta el diámetro interno y la longitud de los distintos tramos de tubería.

**CUADRO 5: DIÁMETROS Y LONGITUDES DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN - BOMBA DE ALTA PRESIÓN (Petroamazonas EP, 2017)**

TUBERÍAS SUCCIÓN		
Diámetro Nominal [plg]	Diámetro Interno [plg]	Longitud [ft]
6	6,07	10859,59
4	4,03	1034,25
6	6,07	2430,46
4	4,03	775,68

Para determinar la longitud equivalente correspondiente a las pérdidas por accesorios se realizó el análisis del PI&D respectivo (Anexo 18) con esto se logró conocer el tipo y cantidad de accesorios dispuestos en cada línea.

Con base al cuadro 2 y multiplicando por el diámetro interno de la tubería se obtiene la longitud equivalente por accesorio y por línea cuyos resultados se encuentran en el siguiente cuadro:



**CUADRO 6:** LONGITUD EQUIVALENTE ACCESORIOS- BOMBA DE ALTA PRESIÓN  
(Petroamazonas EP, 2017)

TIPO	Le/D	Línea de 6"		Línea de 4"		Línea de 6"		Línea de 4"	
		# Acces	DI [ft] 0,51	# Acces	DI [ft] 0,34	# Acces	DI [ft] 0,51	# Acces	DI [ft] 0,34
Válvula de Globo	340	5	71,66	2	19,04			1	9,52
Válvula Compuerta	8	1	0,34						
Codo de 90°	50	7	14,75			2	4,22	1	1,40
T- con flujo a través de un ramal	60	1	2,53						
<b>Longitud Equivalente Total (ft)</b>			89,28		19,04		4,22		10,91

Reemplazando la sumatoria de la longitud de tubería y longitud equivalente para cada tramo además de los datos de caudal y factor C en la respectiva ecuación obtenemos el valor de la carga por fricción.

$$\frac{h_f}{L} = \frac{0,002083 Q^{1,85}}{D^{4,8704}} \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85}$$

$$\frac{h_f}{L} = \frac{0,002083 (1453)^{1,852}}{D^{4,8704}} \left(\frac{100}{100}\right)^{1,852} [ft]$$

$$h_f = 317,84 [ft]$$

Luego se aplica la siguiente ecuación

Datos:

$$P_{vap} = 1,6927 \text{ [psi] @ } 120 \text{ [°F]}$$

$$h_{st} = 75 \text{ [ft] (nivel tomado desde la estación Secoya)}$$

$$NPSH_A = \frac{2,31 P_a}{SG} + H_{est} - h_f - \frac{2,31 P_{vap}}{SG}$$

$$26 = \frac{2,31(P_a)}{SG} + 75 - 317,84 - \frac{2,31(1,6927)}{0,99}$$

$$\frac{2,31(P_a)}{SG} = \text{Carga por Presión Absoluta} = 272,93 [ft]$$

El valor de esta carga debe ser comparada con la descarga de la bomba de baja presión; para conocer su valor primero se determinará la carga por succión que está dado por:

### **Bomba de Baja Presión**

$$\text{Carga de succión} = \frac{2,31 P_a}{SG} + H_{est} - h_f \text{ [ft]}$$

$$\text{Carga de succión} = \frac{2,31(14,3)}{0,99} + 15 - 12,54 \text{ [ft]}$$

$$\text{Carga de succión} = 35,83 \text{ [ft]}$$

Luego se aplicó la ecuación de la carga en ft:

$$\text{Carga} = \Delta P = P_D - P_S \text{ [psi]}$$

$$320 = P_D - 35,83 \text{ [ft]}$$

$$P_D = 355,83 \text{ [ft]}$$

### **Cálculo de Potencia:**

Para determinar la potencia de la bomba se utilizó la siguiente ecuación con una eficiencia teórica del 60 %.

$$BHP = \frac{Q H SG}{3960 \phi B}$$

$$BHP = \frac{(146)(4554)(0,99)}{3960 (0,60)}$$

$$BHP = 277,61 \text{ [HP]}$$

### **Cálculo de la Ley de Afinidad**

Datos Operativos del Fabricante:

Eficiencia = 65,95 %

Carga = 1933,69 [psi] = 4511,94 [ft]

Frecuencia = 60 [HZ]

Potencia = 260 [HP]

Caudal = 5000 [BWPD] = 146 [GPM]

La carga con una frecuencia de 59 HZ se obtuvo con la ecuación:

$$\frac{\text{Carga 1}}{\text{Carga 2}} = \left( \frac{\text{Frecuencia 1}}{\text{Frecuencia 2}} \right)^2$$

$$\frac{4511,94}{\text{Carga 2}} = \left( \frac{60}{59} \right)^2$$

$$\text{Carga 2} = 4362,80 \text{ [ft]}$$

Para determinar la potencia con la frecuencia de 59 HZ se utilizó:

$$\frac{\text{Potencia 1}}{\text{Potencia 2}} = \left( \frac{\text{Frecuencia 1}}{\text{Frecuencia 2}} \right)^3$$

$$\frac{260}{\text{Potencia 2}} = \left( \frac{60}{59} \right)^3$$

$$\text{Potencia 2} = 247,22 \text{ [HP]}$$

Finalmente, la eficiencia teórica a 59 HZ por medio de:

$$\text{BHP} = \frac{Q H S G}{3960 \varphi B}$$

$$247,22 = \frac{(146)(4362,80)(0,99)}{3960 \varphi B}$$

$$\varphi B = 64,41 \text{ [%]}$$

## CONFIGURACIONES DEL SISTEMA DE BOMBEO

### ARREGLO EN PARALELO

- Cálculo de Eficiencia

Para determina la eficiencia teórica de la curva aplicamos la ecuación:

$$\varphi B_{A-B} = \frac{Q_A + Q_B}{\frac{Q_A}{\varphi B_A} + \frac{Q_B}{\varphi B_B}}$$

$$\varphi B_{A-B} = \frac{729 + 729}{\frac{729}{0,60} + \frac{729}{0,60}}$$

$$\varphi B_{A-B} = 60 \text{ [%]}$$

### ARREGLO EN SERIE

- **Cálculo de Eficiencia**

Para determina la eficiencia teórica de la curva aplicamos la ecuación:

$$\varphi B_{A-B} = \frac{H_A + H_B}{\frac{H_A}{\varphi B_A} + \frac{H_B}{\varphi B_B}}$$

#### Grupo 1 - Frecuencia 59 HZ

$$\varphi B_{A-B} = \frac{140 + 1870}{\frac{140}{0,60} + \frac{1870}{0,6441}}$$

$$\varphi B_{A-B} = 0,6408 = 64,08 \text{ [%]}$$

#### Grupo 2 - Frecuencia 60 HZ

$$\varphi B_{A-B} = \frac{140 + 1934}{\frac{140}{0,60} + \frac{1934}{0,6595}}$$

$$\varphi B_{A-B} = 0,6551 = 65,51 \text{ [%]}$$

## ANEXO 13: DIMENSIONES DE DIÁMETROS Y ALTURAS DE TANQUES SEGÚN NORMA API 650

Table A-3b—Typical Sizes and Corresponding Nominal Capacities (barrels)  
for Tanks with 96-in. Courses

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9
Tank Diameter ft	Capacity per ft of Height barrels	Tank Height (ft) / Number of Courses in Completed Tank						
		16 / 2	24 / 3	32 / 4	40 / 5	48 / 6	56 / 7	64 / 8
10	14.0	225	335	450	—	—	—	—
15	31.5	505	755	1,010	1,260	—	—	—
20	56.0	900	1,340	1,790	2,240	2,690	—	—
25	87.4	1,400	2,100	2,800	3,500	4,200	4,900	5,600
30	126	2,020	3,020	4,030	5,040	6,040	7,050	8,060
35	171	2,740	4,110	5,480	6,850	8,230	9,600	10,980
40	224	3,580	5,370	7,160	8,950	10,740	12,540	14,340
45	283	4,530	6,800	9,060	11,340	13,600	15,880	18,140
50	350	5,600	8,400	11,200	14,000	16,800	19,600	22,400
60	504	8,060	12,100	16,130	20,160	24,190	28,220	32,250
								<i>D = 54</i>
70	685	10,960	16,450	21,950	27,440	32,930	38,420	—
80	895	14,320	21,500	28,670	35,840	43,010	<i>D = 62</i>	—
90	1,133	18,130	27,220	36,290	45,360	<i>D = 73</i>	—	—
100	1,399	22,380	33,600	44,800	<i>D = 88</i>	—	—	—
120	2,014	32,250	48,380	<i>54,200</i>	—	—	—	—
				<i>D = 110</i>				
140	2,742	43,900	65,860	—	—	—	—	—
160	3,581	57,340	<i>74,600</i>	—	—	—	—	—
180	4,532	72,570	<i>D = 149</i>	—	—	—	—	—
200	5,595	89,600	—	—	—	—	—	—
220	6,770	108,410	—	—	—	—	—	—

Note: The nominal capacities given in this table were calculated using the following formula:

In US Customary units:

$$C = 0.14D^2H,$$

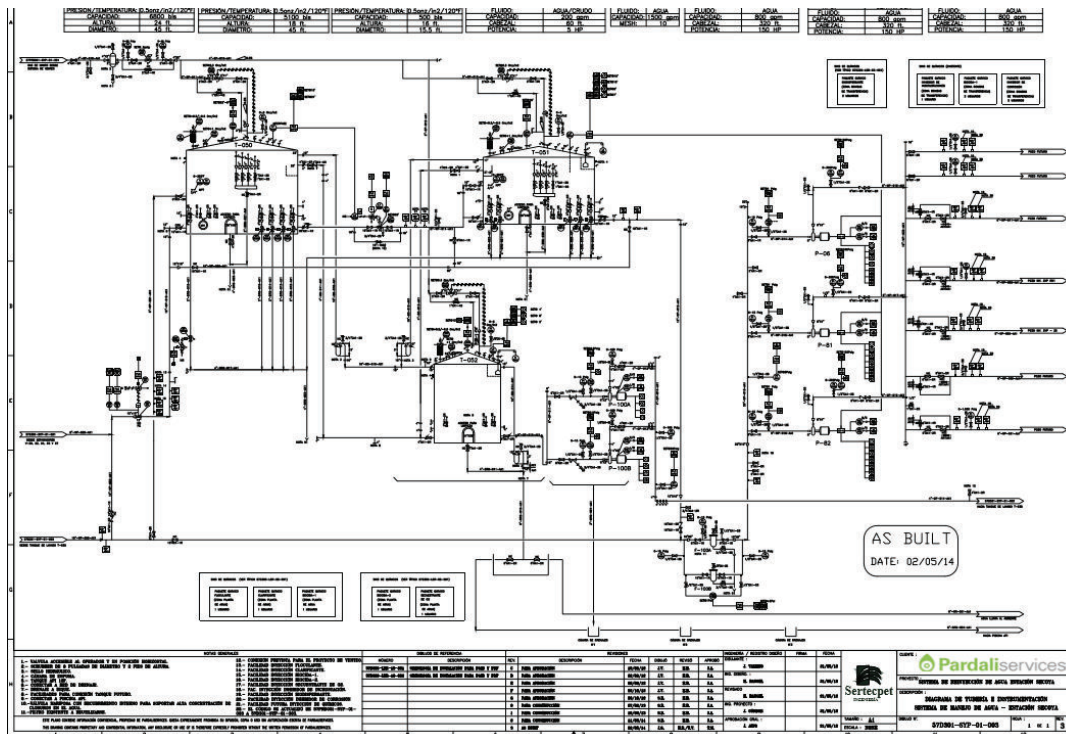
where

- $C$  = capacity of tank, in 42-gal barrels,
- $D$  = diameter of tank, in ft (see A.4.1),
- $H$  = height of tank, in ft (see A.4.1).

The capacities and diameters in italics (Columns 4 - 9) are the maximums for the tank heights given in the column heads, based on a maximum permissible shell-plate thickness of  $\frac{1}{2}$  in., a maximum allowable design stress of 21,000 lb/in.<sup>2</sup>, a joint efficiency of 0.85, and no corrosion allowance (see A.4.1).

FUENTE: Los Tanques de Acero soldados para el Almacenamiento de Petróleo, Norma API 650, 1998.

## ANEXO 14: DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE MANEJO DE AGUA-ESTACIÓN SECOYA



FUENTE: Memoria de Cálculo, Pardaliservices, 2012.



## ANEXO 15: TABLA DE PROPIEDADES DE VAPOR - TEMPERATURA

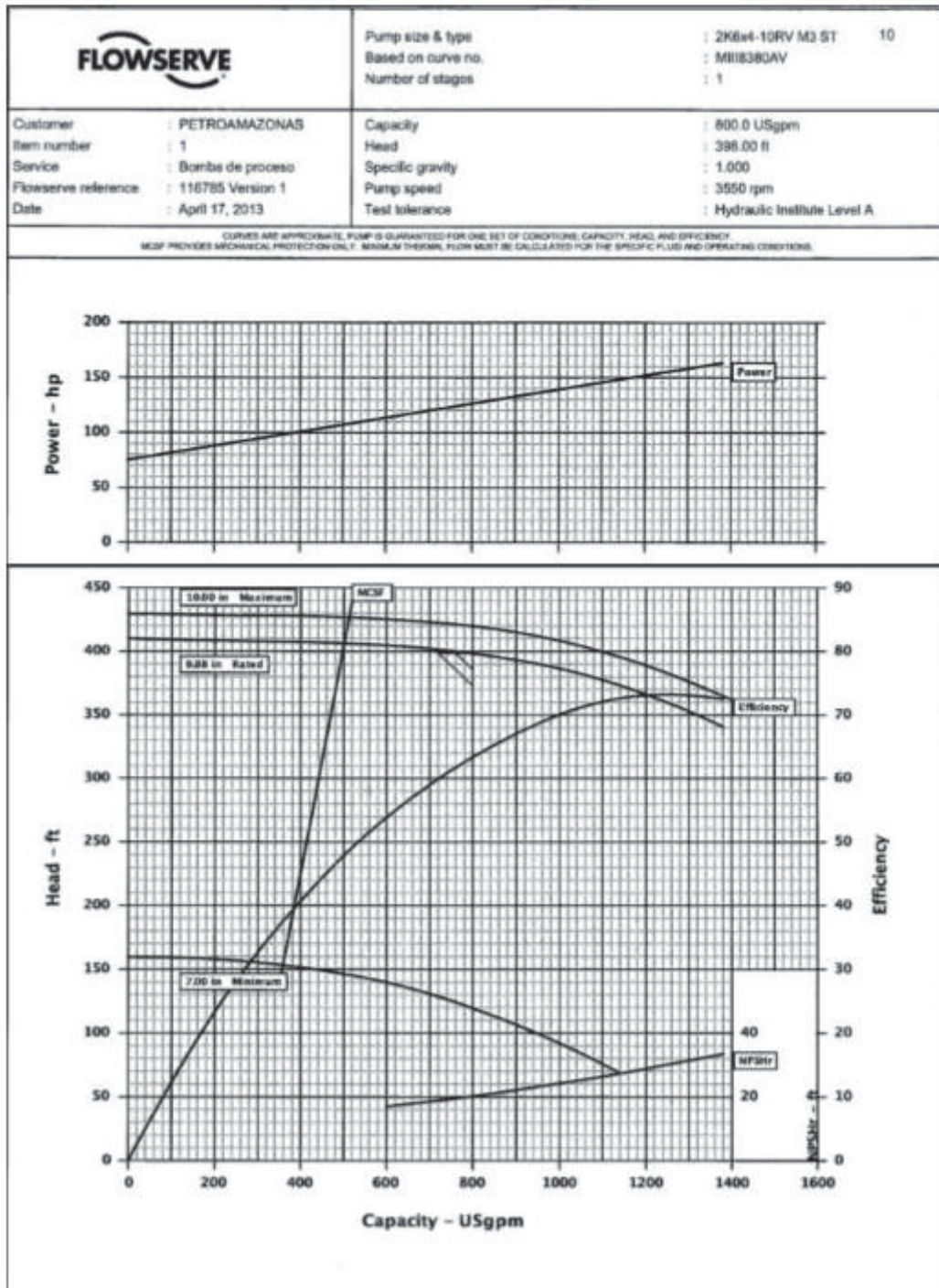
### Properties of Saturated Steam—Temperature Table (cont.)

Temp F	Absolute Pressure			Vacuum in Hg ref to 29.921 in bar. at 32F	Specific volume sat vap ft <sup>3</sup> /lbm V <sub>g</sub>	Total heat or enthalpy Btu/lb		
	in Hg	mm Hg	lb/in <sup>2</sup>			water h <sub>f</sub>	evap h <sub>fg</sub>	steam h <sub>g</sub>
80	1.032	26.21	0.50683	28.889	633.3	48.037	1048.4	1096.4
81	1.066	27.08	0.52364	28.855	614.1	49.035	1047.8	1096.9
82	1.101	27.97	0.54093	28.820	595.6	50.033	1047.3	1097.3
83	1.138	28.89	0.55872	28.784	577.6	51.031	1046.7	1097.7
84	1.175	29.84	0.57702	28.746	560.3	52.029	1046.1	1098.2
85	1.213	30.81	0.59583	28.708	543.6	53.027	1045.6	1098.6
86	1.253	31.81	0.61518	28.669	527.5	54.026	1045.0	1099.0
87	1.293	32.84	0.63507	28.628	511.9	55.024	1044.4	1099.5
88	1.335	33.90	0.65551	28.587	496.8	56.022	1043.9	1099.9
89	1.377	34.99	0.67653	28.544	482.2	57.020	1043.3	1100.3
90	1.421	36.10	0.69813	28.500	468.1	58.018	1042.7	1100.8
91	1.467	37.25	0.72032	28.455	454.5	59.016	1042.2	1101.2
92	1.513	38.43	0.74313	28.408	441.3	60.014	1041.6	1101.6
93	1.561	39.64	0.76655	28.361	428.6	61.012	1041.0	1102.1
94	1.610	40.89	0.79062	28.312	416.3	62.010	1040.5	1102.5
95	1.660	42.165	0.81534	28.261	404.4	63.008	1039.9	1102.9
96	1.712	43.478	0.84072	28.210	392.9	64.006	1039.3	1103.3
97	1.765	44.826	0.86679	28.157	381.7	65.005	1038.8	1103.8
98	1.819	46.210	0.89356	28.102	370.9	66.003	1038.2	1104.2
99	1.875	47.631	0.92103	28.046	360.5	67.001	1037.6	1104.6
100	1.933	49.090	0.94924	27.989	350.4	67.999	1037.1	1105.1
101	1.992	50.586	0.97818	27.930	340.6	68.997	1036.5	1105.5
102	2.052	52.123	1.00789	27.869	331.1	69.995	1035.9	1105.9
103	2.114	53.700	1.03838	27.807	322.0	70.993	1035.4	1106.3
104	2.178	55.317	1.06965	27.743	313.1	71.992	1034.8	1106.8
105	2.243	56.976	1.10174	27.678	304.5	72.990	1034.2	1107.2
106	2.310	58.681	1.1347	27.611	296.18	73.99	1033.6	1107.6
107	2.379	60.424	1.1684	27.542	288.11	74.99	1033.1	1108.1
108	2.504	62.213	1.2030	27.471	280.30	75.98	1032.5	1108.5
109	2.522	64.049	1.2385	27.400	272.72	76.98	1031.9	1108.9
110	2.596	65.936	1.2750	27.325	265.39	77.98	1031.4	1109.3
111	2.672	67.865	1.3123	27.249	258.28	78.98	1030.8	1109.8
112	2.750	69.841	1.3505	27.172	251.38	79.98	1030.2	1110.2
113	2.830	71.873	1.3898	27.092	244.70	80.98	1029.6	1110.6
114	2.911	73.947	1.4299	27.001	238.22	81.97	1029.1	1111.0
115	2.995	76.078	1.4711	26.926	231.94	82.97	1028.5	1111.5
116	3.081	78.260	1.5133	26.840	225.85	83.97	1027.9	1111.9
117	3.169	80.499	1.5566	26.752	219.94	84.97	1027.3	1112.3
118	3.259	82.790	1.6009	26.662	214.21	85.97	1026.8	1112.7
119	3.352	85.138	1.6463	26.569	208.66	86.97	1026.2	1113.2
120	3.446	87.538	1.6927	26.475	203.26	87.97	1025.6	1113.6
121	3.543	89.999	1.7403	26.378	198.03	88.96	1025.0	1114.0
122	3.643	92.523	1.7891	26.279	192.95	89.96	1024.5	1114.4
123	3.744	95.103	1.8390	26.177	188.03	90.96	1023.9	1114.9
124	3.848	97.746	1.8901	26.073	183.24	91.96	1023.3	1115.3
125	3.956	100.47	1.9428	25.966	178.60	92.96	1022.7	1115.7
126	4.064	103.22	1.9959	25.858	174.09	93.96	1022.2	1116.1
127	4.175	106.05	2.0507	25.746	169.72	94.96	1021.6	1116.5
128	4.289	108.95	2.1068	25.632	165.47	95.96	1021.0	1117.0
129	4.406	111.92	2.1642	25.515	161.34	96.96	1020.4	1117.4

Tables on pages 5-7 to 5-10 reproduced by permission from ASME Steam Tables® 1967 by American Society of Mechanical Engineers. All rights reserved.  
Absolute pressures in inches Hg, millimeters Hg, and vacuum in inches Hg calculated by Ingersoll-Rand.

FUENTE: Cameron Hydraulic Data, Westaway y Loomis, 1981.

### ANEXO 16: CURVA DEL FABRICANTE BOMBA DE BAJA PRESIÓN (MODELO M3 STD)



FUENTE: Memoria de Cálculo, Pardaliseservices, 2012.

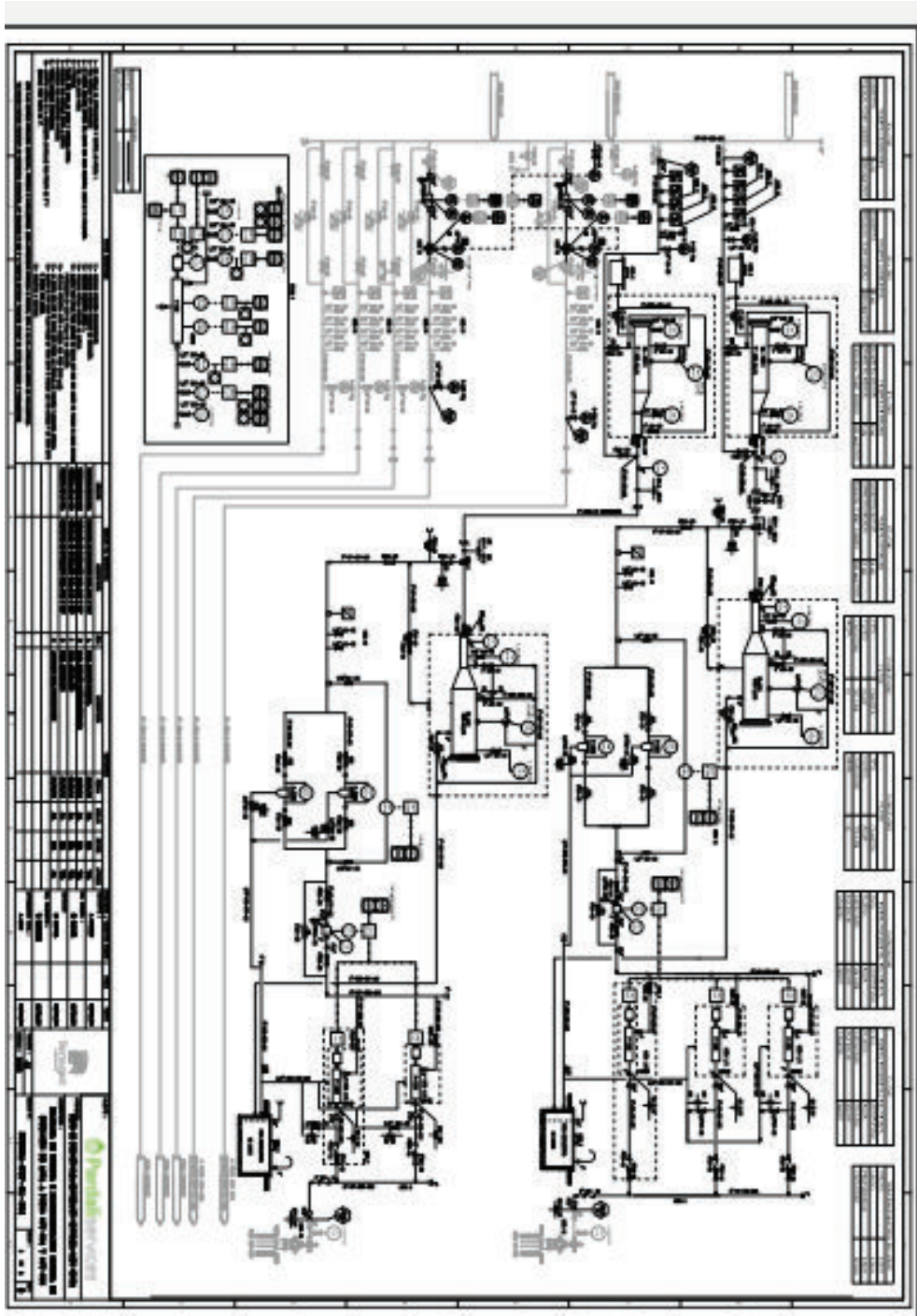


## ANEXO 17: PUNTOS REPRESENTATIVOS - CURVA FABRICANTE BOMBA DE BAJA PRESIÓN

Puntos Representativos - Bomba de Baja Presión	
Capacidad [GPM]	Carga [ft]
1300	356
1200	368
1100	378
1000	387
900	394
800	399
600	404
500	406
400	408
300	409
200	409
0	410

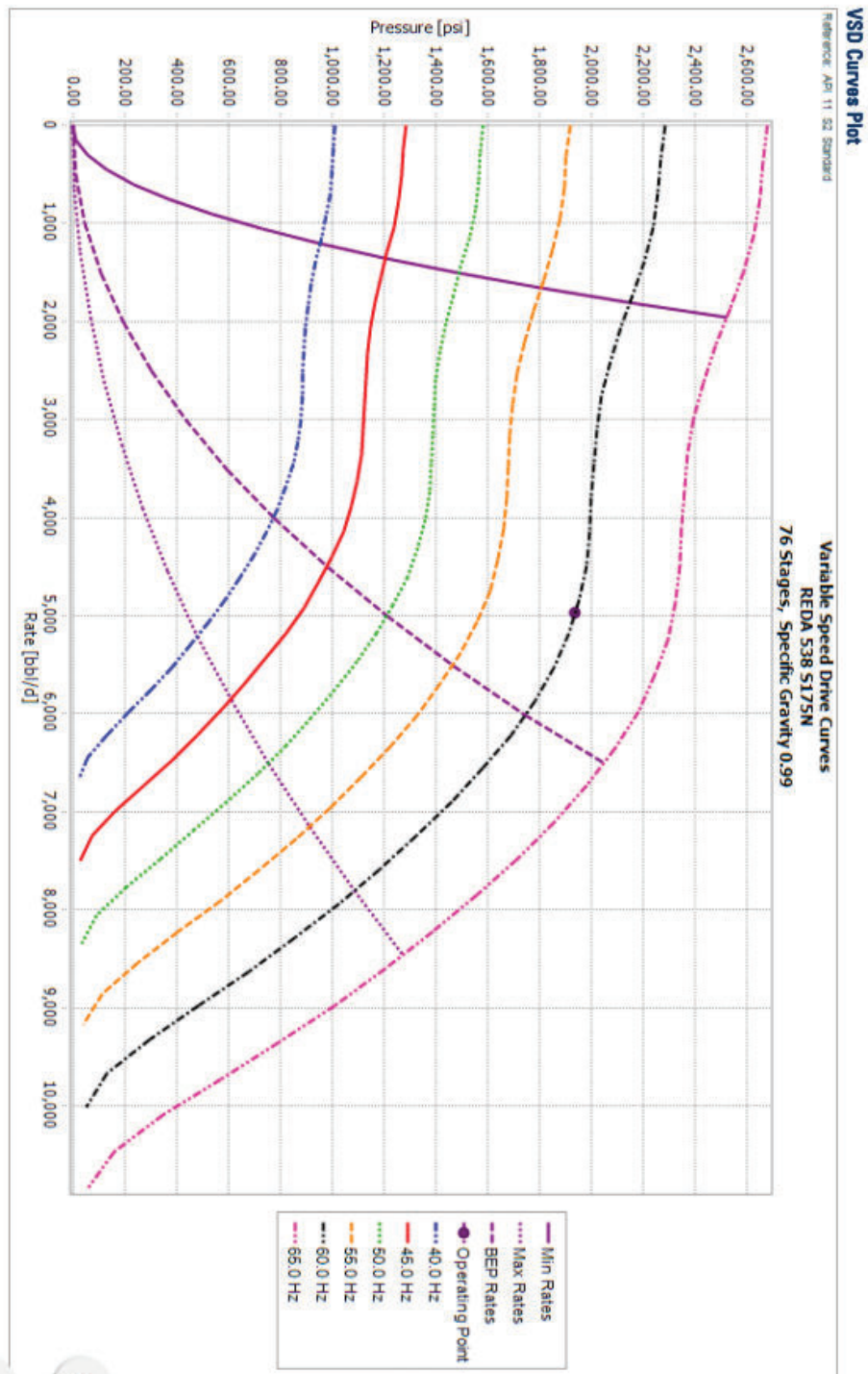
FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 18: DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN SISTEMA DE INYECCIÓN DE A POZO A POZO SCY - 026

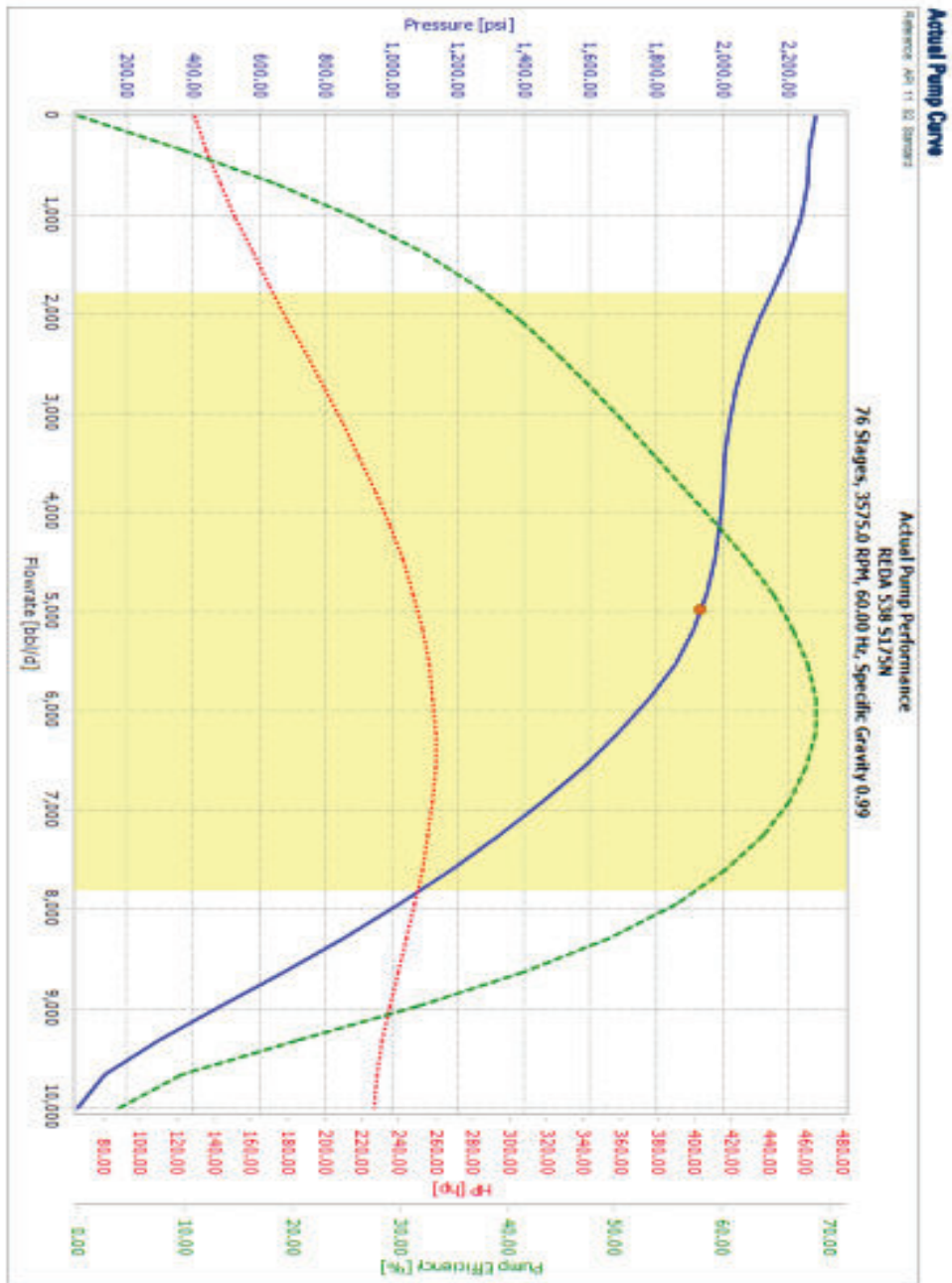


FUENTE: Memoria de Cálculo, Pardaliseservices, 2012.

## ANEXO 19: CURVA DEL FABRICANTE BOMBA DE ALTA PRESIÓN (MODELO REDA 538 S175N)



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017.



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017.

## ANEXO 20: PUNTOS REPRESENTATIVOS - CURVA FABRICANTE BOMBA DE ALTA PRESIÓN

Puntos Representativos - Bomba de Alta Presión		
Capacidad [BWPD]	Carga - 59 HZ [PSI]	Carga - 60 HZ [PSI]
<b>0</b>	2212	2285
<b>1000</b>	2172	2246
<b>2000</b>	2058	2131
<b>3000</b>	1968	2038
<b>4000</b>	1932	2000
<b>5000</b>	1865	1938
<b>6000</b>	1671	1754
<b>7000</b>	1342	1431
<b>8000</b>	905	1000
<b>9000</b>	400	477

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017



## ANEXO 21: PRODUCCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN SECOYA 2016 – 2017

DÍA	2016												2017	
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO
1	24616.9	20756.51	28994.18	28760.48	34981.72	33690.39	36727.56	36092.91	38304.87	38065.23	34181.87	36836.27	31961.61	31280.21
2	24520.4	20763.9	28994.18	29600	34743.36	33741.45	37368.5	36060.08	38017.05	38055.16	35156.16	36853.68	31558.77	32333.11
3	24187.34	20537.8	28653.46	29520.83	34743.36	33532.09	37262.01	36083.54	35066.24	38339.88	34249.32	37246.74	31565.65	37214.27
4	24059.8	20522.9	26982.22	29520.83	35438.56	36161.49	37249.95	36203.14	34860.14	37939.37	34275.6	37702.87	31542.8	36583.77
5	24096.99	19920.5	23566.72	29901.16	35141.12	36648.72	37221.81	36178.95	35030.16	37782.93	34302.94	37690.65	31789.26	36490.86
6	24178.99	26584.22	23545.87	29676.23	35189.06	36217.98	37221.81	36178.95	35135.79	38155.27	34286.82	38754.44	32026.6	36390.19
7	24170.63	27231.02	23529.07	30079.85	35103.32	36697.37	36756.76	36133.16	37825.86	37800.79	34289.49	35943.72	31775.34	34891.46
8	24080.57	27841.42	23606.5	29611.03	35145.58	36583.01	37227.69	34871.8	37248.66	37951.69	35687.49	39488.86	32001.38	35867.5
9	24181.14	27854.5	23606.5	29609.04	35230.39	36730.88	37243.58	34842.86	36940.72	38283.1	38543.28	39466.4	31695.76	35819.96
10	24227.44	28330.1	24551.65	29851.75	35276.75	36892.72	37146.8	33927.32	36942.58	38280.09	38473.7	39493.42	33726.94	35413.6
11	24217.76	31791.44	24345	29581.05	35162.81	36692.88	36437.47	33831.98	37049.83	38280.09	37504.12	39524.43	34785.22	35659.58
12	24232.85	31563	22228	29905.46	35175.79	36808.6	35590.23	35056.85	37456.94	38366.33	37729.96	38797.54	33661.52	35615.83
13	24298.4	31742	22286	29893.46	34489.65	36921.66	35590.23	34600.73	36439.05	38232.94	38005.14	38772.96	33583.22	35615.83
14	24252.9	31849	22409	27819.64	34490.51	36946.67	34051.42	34581.41	36526.61	38232.94	37957.74	38844.99	31947.3	35584.95
15	24279.16	31494	22391	29756.7	34327.47	37116.12	34088.14	33750.37	36512.63	38087.42	37929.89	38817.07	31968.93	34484.81
16	23972.04	32037	22390.33	30069.21	34340.7	37455.26	35561.59	35302.97	36512.63	38129.82	32096.12	38775.81	32030.98	35735.18
17	24102.77	29977.05	22327.69	30157.17	34340.7	37134.81	34117.65	35322.43	36502.73	38395.8	35425.04	38562.34	32029.81	35789.73
18	24103.49	30161.3	24204.71	31139.98	34154.79	36050	33867.42	35729.61	36433.45	38435.69	35933.08	31035.78	31916.37	35804.71
19	23806.41	30109.37	24478.01	31101.28	34154.79	36977.07	35681.46	34546.68	36496.63	38395.21	36302.55	31249.66	31988.87	34868.19
20	22356.45	28582.11	25486.98	31671.59	33694.48	36851.77	35266.38	34239.55	36505.02	32299.13	37691.96	36257.11	31991.85	38812.7
21	23113.12	29790.98	26968.73	32908.96	33557.1	36867.97	35178.1	34253.95	36556.54	36337.23	37731.61	35192.89	32094.18	38594.53
22	21519.72	29791.91	26575.04	35715.81	34354.04	36900.37	32143.9	37447.82	36461.63	34817.92	37728.14	33366.82	32096.96	38835.1
23	15462.1	30146.32	26101.7	35356.7	34119.02	37023.61	32160.13	35820.19	36387.83	35015.68	37688.42	31449.06	39007.55	38835.94
24	21266.24	29463.55	26110.02	35331.91	33012.42	36984.7	32212.15	32851.07	35514.53	35014.54	34466.4	34641.03	22823	38830.98
25	21260.89	28386.36	26086.74	34927.71	35427.33	37029.82	32072.49	34259.47	37157.21	35001.01	34961.38	31449.06	25718.64	38911.66
26	21259.35	29251.48	26086.74	34888.17	33369.71	37100.91	32602.16	38391.46	37910.11	37509.72	31198.22	31734.06	35684.27	38938.38
27	21204.55	29256.22	26047.79	34805.95	33369.71	37064.4	32997.8	38394.04	37910.53	34153.24	31198.22	31604.75	36007.62	38989.9
28	20799.03	28944.83	26569.77	34963.17	33568.07	37273.56	33747.64	38399.44	37793.17	34392.4	37355.64	32377.33	31802.54	38994.5
29	20935.95	28997.66	29860.63	34996.87	33595.39	37400.56	33602.08	38440	37890	33533.45	37301.41	31557.22	32192.38	
30	21177.15		29805.76	34939.94	33735.63	37401.8	35692.1	38732.57	38069.56	34226.65	37270.05	31986	32182.4	
31	20443.37		30001.55		33690.38		35985.15	38323.47		34226.64			32214.02	

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017.

## ANEXO 22: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE BAJA PRESIÓN GRUPO 1

Resultados - Grupo 1					
Total Inyectado [GPM]	Curva Real		Curva Teórica		Eficiencia [%]
	H [ft]	H [PSI]	H [ft]	H [PSI]	
132	353	151	409	175	0,71
129	356	152	409	175	0,70
128	357	153	409	175	0,70
129	356	153	409	175	0,70
112	369	158	410	176	0,74
95	381	163	410	176	0,76
99	378	162	410	176	0,75
102	376	161	410	176	0,74
130	355	152	409	175	0,70
100	377	162	410	176	0,75
131	355	152	409	175	0,70
133	353	151	409	175	0,71
97	380	163	410	176	0,75
127	357	153	409	175	0,70
132	354	152	409	175	0,71
129	356	153	409	175	0,70
132	353	151	409	175	0,71
113	368	158	410	176	0,74
105	373	160	410	176	0,74
107	372	159	410	176	0,74
96	381	163	410	176	0,76
104	375	161	410	176	0,74
101	377	161	410	176	0,75
104	374	160	410	176	0,74
103	375	161	410	176	0,74
95	381	163	410	176	0,76
105	374	160	410	176	0,74
104	375	161	410	176	0,74
123	360	154	409	175	0,72
98	379	162	410	176	0,75
<b>Promedio de Eficiencia</b>					<b>0,7297</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 23: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE BAJA PRESIÓN GRUPO 2

Resultados - Grupo 2					
Total Inyectado [GPM]	Curva Real		Curva Teórica		Eficiencia [%]
	H [ft]	H [PSI]	H [ft]	H [PSI]	
63	324	139	410	176	0,65
61	324	139	410	176	0,65
69	325	139	410	176	0,65
69	325	139	410	176	0,65
70	325	139	410	176	0,65
74	325	139	410	176	0,65
75	325	139	410	176	0,65
102	328	141	410	176	0,66
79	326	140	410	176	0,65
100	328	140	410	176	0,66
82	326	140	410	176	0,65
83	326	140	410	176	0,65
84	326	140	410	176	0,65
85	326	140	410	176	0,65
87	326	140	410	176	0,65
90	327	140	410	176	0,66
91	327	140	410	176	0,66
94	327	140	410	176	0,66
95	327	140	410	176	0,66
98	327	140	410	176	0,66
99	328	140	410	176	0,66
101	328	140	410	176	0,66
101	328	140	410	176	0,66
105	328	141	410	176	0,66
107	328	141	410	176	0,66
95	327	140	410	176	0,66
116	329	141	409	175	0,66
118	329	141	409	175	0,66
125	330	141	409	175	0,66
98	328	140	410	176	0,66
<b>Promedio de Eficiencia</b>					<b>0,6557</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017



## ANEXO 24: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (59 HZ)

Resultados con Frecuencia de 59 HZ			
Total Inyectado [BWPD]	Curva Real	Curva Teórica	Eficiencia [%]
	H [PSI]	H [PSI]	
4531	1865	1892	0,57
4426	1868	1899	0,57
4383	1870	1901	0,57
4415	1869	1899	0,57
3834	1886	1935	0,58
3270	1903	1970	0,58
3385	1900	1963	0,58
3339	1901	1966	0,58
4460	1867	1897	0,57
3361	1901	1964	0,58
4476	1867	1896	0,57
4563	1864	1890	0,57
3325	1902	1967	0,58
4361	1870	1903	0,57
4509	1866	1894	0,57
4418	1869	1899	0,57
4529	1865	1892	0,57
3876	1885	1933	0,58
3607	1893	1949	0,58
3668	1891	1945	0,58
3280	1903	1969	0,58
3555	1895	1952	0,58
3340	1901	1966	0,58
3570	1894	1951	0,58
3535	1895	1954	0,58
3189	1906	1975	0,58
3601	1893	1950	0,58
3558	1895	1952	0,58
4220	1875	1911	0,57
3365	1901	1964	0,58
<b>Promedio de Eficiencia</b>			<b>0,5760</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 25: CARGA APLICANDO FUNCIÓN LINEAL TEÓRICA Y REAL – BOMBA DE ALTA PRESIÓN (60 HZ)

Resultados con Frecuencia de 60 HZ			
Total Inyectado [BWPD]	Curva Real	Curva Teórica	Eficiencia [%]
	H [PSI]	H [PSI]	
2161	1925	2109	0,58
2093	1925	2114	0,58
2364	1924	2097	0,58
2376	1924	2096	0,58
2398	1924	2095	0,58
2520	1924	2087	0,58
2580	1924	2084	0,58
2651	1923	2079	0,58
2708	1923	2076	0,58
2750	1923	2073	0,58
2800	1923	2070	0,58
2851	1923	2067	0,58
2867	1923	2066	0,58
2906	1923	2063	0,58
2967	1922	2060	0,57
3070	1922	2053	0,57
3104	1922	2051	0,57
3210	1922	2045	0,57
3247	1922	2043	0,57
3343	1921	2037	0,57
3393	1921	2034	0,57
3446	1921	2030	0,57
3555	1921	2024	0,57
3617	1921	2020	0,57
3651	1921	2018	0,57
3728	1920	2013	0,57
3979	1920	1997	0,57
4056	1920	1993	0,57
4270	1919	1980	0,56
4410	1919	1971	0,56
<b>Promedio de Eficiencia</b>			<b>0,5740</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 26: SISTEMA DE BOMBEO BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 1

Bombeo en Paralelo - Grupo 1				
Total Inyectado [GPM]	QT=2 Q1 [GPM]	Carga Real [ft]	Carga Teórica [ft]	Eficiencia [%]
132	264	353	409	0,71
129	258	356	409	0,70
128	256	357	409	0,70
129	258	356	409	0,70
112	224	369	410	0,74
95	191	381	410	0,76
99	197	378	410	0,75
102	204	376	410	0,74
130	260	355	409	0,70
100	200	377	410	0,75
131	261	355	409	0,70
133	266	353	409	0,71
97	194	380	410	0,75
127	254	357	409	0,70
132	263	354	409	0,71
129	258	356	409	0,70
132	264	353	409	0,71
113	226	368	410	0,74
105	210	373	410	0,74
107	214	372	410	0,74
96	191	381	410	0,76
104	207	375	410	0,74
101	202	377	410	0,75
104	208	374	410	0,74
103	206	375	410	0,74
95	190	381	410	0,76
105	210	374	410	0,74
104	208	375	410	0,74
123	246	360	409	0,72
98	196	379	410	0,75
<b>Promedio de Eficiencia</b>				<b>0,7297</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 27: SISTEMA DE BOMBEO BAJA PRESIÓN EN PARALELO - GRUPO 2

Bombeo en Paralelo - Grupo 2				
Total Inyectado [GPM]	QT=2 Q1 [GPM]	Carga Real [ft]	Carga Teórica [ft]	Eficiencia [%]
63	126	324	410	0,65
61	122	324	410	0,65
69	138	325	410	0,65
69	139	325	410	0,65
70	140	325	410	0,65
74	147	325	410	0,65
75	151	325	410	0,65
102	204	328	410	0,66
79	158	326	410	0,65
100	200	328	410	0,66
82	163	326	410	0,65
83	166	326	410	0,65
84	167	326	410	0,65
85	170	326	410	0,65
87	173	326	410	0,65
90	179	327	410	0,66
91	181	327	410	0,66
94	187	327	410	0,66
95	189	327	410	0,66
98	195	327	410	0,66
99	198	328	410	0,66
101	201	328	410	0,66
101	202	328	410	0,66
105	211	328	410	0,66
107	213	328	410	0,66
95	190	327	410	0,66
116	232	329	409	0,66
118	237	329	409	0,66
125	249	330	409	0,66
98	196	328	410	0,66
<b>Promedio de Eficiencia</b>				<b>0,6557</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 28: SISTEMA DE BOMBEO ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA DE 59 HZ

Bombeo en Paralelo - Frecuencia de 59 HZ				
Total Inyectado [BWPD]	QT=2 Q1 [BWPD]	Carga Real [PSI]	Carga Teórica [PSI]	Eficiencia [%]
4531	9061	1865	1892	0,57
4426	8852	1868	1899	0,57
4383	8766	1870	1901	0,57
4415	8830	1869	1899	0,57
3834	7668	1886	1935	0,58
3270	6540	1903	1970	0,58
3385	6770	1900	1963	0,58
3339	6678	1901	1966	0,58
4460	8920	1867	1897	0,57
3361	6722	1901	1964	0,58
4476	8951	1867	1896	0,57
4563	9127	1864	1890	0,57
3325	6650	1902	1967	0,58
4361	8722	1870	1903	0,57
4509	9018	1866	1894	0,57
4418	8836	1869	1899	0,57
4529	9057	1865	1892	0,57
3876	7752	1885	1933	0,58
3607	7215	1893	1949	0,58
3668	7336	1891	1945	0,58
3280	6559	1903	1969	0,58
3555	7110	1895	1952	0,58
3340	6680	1901	1966	0,58
3570	7140	1894	1951	0,58
3535	7070	1895	1954	0,58
3189	6377	1906	1975	0,58
3601	7202	1893	1950	0,58
3558	7116	1895	1952	0,58
4220	8440	1875	1911	0,57
3365	6729	1901	1964	0,58
<b>Promedio de Eficiencia</b>				<b>0,5760</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 29: SISTEMA DE BOMBEO ALTA PRESIÓN EN PARALELO – FRECUENCIA DE 60 HZ

Bombeo en Paralelo - Frecuencia de 60 HZ				
Total Inyectado [BWPD]	QT=2 Q1 [BWPD]	Carga Real [PSI]	Carga Teórica [PSI]	Eficiencia [%]
2161	4323	1925	2109	0,58
2093	4185	1925	2114	0,58
2364	4728	1924	2097	0,58
2376	4752	1924	2096	0,58
2398	4796	1924	2095	0,58
2520	5040	1924	2087	0,58
2580	5160	1924	2084	0,58
2651	5302	1923	2079	0,58
2708	5416	1923	2076	0,58
2750	5499	1923	2073	0,58
2800	5600	1923	2070	0,58
2851	5701	1923	2067	0,58
2867	5734	1923	2066	0,58
2906	5812	1923	2063	0,58
2967	5934	1922	2060	0,57
3070	6140	1922	2053	0,57
3104	6209	1922	2051	0,57
3210	6420	1922	2045	0,57
3247	6493	1922	2043	0,57
3343	6686	1921	2037	0,57
3393	6786	1921	2034	0,57
3446	6892	1921	2030	0,57
3555	7110	1921	2024	0,57
3617	7233	1921	2020	0,57
3651	7302	1921	2018	0,57
3728	7456	1920	2013	0,57
3979	7957	1920	1997	0,57
4056	8113	1920	1993	0,57
4270	8540	1919	1980	0,56
4410	8820	1919	1971	0,56
<b>Promedio de Eficiencia</b>				<b>0,5740</b>

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

### ANEXO 30: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE - GRUPO 1

Resultado Sistema en Serie – Grupo 1							
Total Inyectado [BWPD]	Sistema Bombeo Serie Real			Sistema Bombeo Serie Teórico			Eficiencia [%]
	Bomba Baja Presión P1	Bomba Alta Presión P2	Carga Real Pr = P1 + P2 [PSI]	Bomba Baja Presión P1	Bomba Alta Presión P2	Carga Teórica Pt = P1 + P2 [PSI]	
	[PSI]	[PSI]		[PSI]	[PSI]		
4531	151	1865	2017	175	1892	2068	0,58
4426	152	1868	2021	175	1899	2074	0,58
4383	153	1870	2023	175	1901	2077	0,58
4415	153	1869	2021	175	1899	2075	0,58
3834	158	1886	2044	176	1935	2111	0,59
3270	163	1903	2067	176	1970	2146	0,59
3385	162	1900	2062	176	1963	2138	0,59
3339	161	1901	2062	176	1966	2141	0,59
4460	152	1867	2020	175	1897	2072	0,58
3361	162	1901	2062	176	1964	2140	0,59
4476	152	1867	2019	175	1896	2071	0,58
4563	151	1864	2015	175	1890	2066	0,58
3325	163	1902	2064	176	1967	2142	0,59
4361	153	1870	2023	175	1903	2078	0,58
4509	152	1866	2018	175	1894	2069	0,58
4418	153	1869	2021	175	1899	2075	0,58
4529	151	1865	2017	175	1892	2068	0,58
3876	158	1885	2043	176	1933	2108	0,59
3607	160	1893	2053	176	1949	2125	0,59
3668	159	1891	2051	176	1945	2121	0,59
3280	163	1903	2066	176	1969	2145	0,59
3555	161	1895	2055	176	1952	2128	0,59
3340	161	1901	2063	176	1966	2141	0,59
3570	160	1894	2055	176	1951	2127	0,59
3535	161	1895	2056	176	1954	2129	0,59
3189	163	1906	2069	176	1975	2151	0,59
3601	160	1893	2053	176	1950	2125	0,59
3558	161	1895	2055	176	1952	2128	0,59
4220	154	1875	2029	175	1911	2087	0,58
3365	162	1901	2063	176	1964	2140	0,59
<b>Promedio de Eficiencia</b>							0,5855

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

## ANEXO 31: SISTEMA DE BOMBEO EN SERIE - GRUPO 2

Resultado Sistema en Serie – Grupo 2							
Total Inyectado [BWPD]	Sistema Bombeo Serie Real			Sistema Bombeo Serie Teórico			Eficiencia [%]
	Bomba Baja Presión P1	Bomba Alta Presión P2	Carga Real Pr = P1 + P2 [PSI]	Bomba Baja Presión P1	Bomba Alta Presión P2	Carga Teórica Pt = P1 + P2 [PSI]	
	[PSI]	[PSI]	[PSI]	[PSI]	[PSI]	[PSI]	
2161	139	1925	2064	176	2109	2161	0,58
2093	139	1925	2064	176	2114	2093	0,58
2364	139	1924	2063	176	2097	2364	0,58
2376	139	1924	2063	176	2096	2376	0,58
2398	139	1924	2063	176	2095	2398	0,58
2520	139	1924	2063	176	2087	2520	0,58
2580	139	1924	2063	176	2084	2580	0,58
2651	141	1923	2064	176	2079	2651	0,58
2708	140	1923	2063	176	2076	2708	0,58
2750	140	1923	2064	176	2073	2750	0,58
2800	140	1923	2063	176	2070	2800	0,58
2851	140	1923	2063	176	2067	2851	0,58
2867	140	1923	2063	176	2066	2867	0,58
2906	140	1923	2062	176	2063	2906	0,58
2967	140	1922	2062	176	2060	2967	0,57
3070	140	1922	2062	176	2053	3070	0,58
3104	140	1922	2062	176	2051	3104	0,58
3210	140	1922	2062	176	2045	3210	0,58
3247	140	1922	2062	176	2043	3247	0,58
3343	140	1921	2062	176	2037	3343	0,58
3393	140	1921	2062	176	2034	3393	0,58
3446	140	1921	2062	176	2030	3446	0,58
3555	140	1921	2061	176	2024	3555	0,58
3617	141	1921	2061	176	2020	3617	0,58
3651	141	1921	2061	176	2018	3651	0,58
3728	140	1920	2061	176	2013	3728	0,58
3979	141	1920	2061	175	1997	3979	0,58
4056	141	1920	2061	175	1993	4056	0,58
4270	141	1919	2060	175	1980	4270	0,57
4410	140	1919	2059	176	1971	4410	0,57
<b>Promedio de Eficiencia</b>							0,5789

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017



## ANEXO 32: DIMENSIONES DE DIÁMETROS Y ALTURAS DE TANQUES SEGÚN NORMA API 12F

Table B-1—Venting Capacity Requirements (See 4.1)

(1) Nominal Tank Capacity, bbl	(2) Tank Size Diameter ft.-in.    Height ft.		(3) Design Pressure oz. per sq. in. Press.    Vac.		(4) Surface Area, sq. ft.	(5) Thermal Venting, SCFH		
						(5) Vacuum (Inbreathing) All Stocks	(6) Pressure (Outbreathing)	
							(6) Flash Point 100 F or Above	(7) Flash Point Below 100 F
90	7 - 11	10	16	1/2	250	90	55	90
100	9 - 6	8	16	1/2	240	100	60	100
150	9 - 6	12	16	1/2	360	150	90	150
200	12 - 0	10	16	1/2	378	200	120	200
210	10 - 0	15	16	1/2	372	210	125	210
250	11 - 0	15	16	1/2	520	250	150	250
300	12 - 0	15	16	1/2	565	300	180	300
400	12 - 0	20	16	1/2	755	400	240	400
500	12 - 0	25	16	1/2	945	500	300	500
500	15 - 6	16	8	1/2	780	500	300	500
750	15 - 6	24	8	1/2	1,170	750	450	750

Notes:

1. Filling and Emptying Venting.

a. Outbreathing at maximum filling rate: For flash points less than 100F, provide 1200 standard cubic feet per hour (SCFH) for each 100 bbl per hour. For flash points of 100F or more, provide 600 SCFH for each 100 bbl

per hour.

b. Inbreathing at maximum emptying rate: For all liquids, provide 600 SCFH for each 100 bbl per hour.

2. The values calculated for filling and emptying venting requirements shall be added to the appropriate thermal venting requirements.

FUENTE: Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids, API Norma 12F, 1994.

## ANEXO 33: GLOSARIO

**Agua de formación:** Es el agua producto de la depositación o flujo de mares, lagos antiguos entre otros que quedaron atrapados ocupando los espacios entre sedimentos.

**Alcalinidad:** Cantidad de iones en el agua que reaccionan para neutralizar los iones de hidrógeno.

**Bombas:** Es un dispositivo mecánico que transforma la energía. Recibe energía mecánica que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que el fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad.

**Carga:** Es la distancia vertical existente entre una superficie libre de agua y una cota de referencia. En un sistema de bombeo el término se refiere tanto a la bomba como al conjunto de tubería asociada a la misma.

**Carga Neta de Succión Positiva:** Es la diferencia entre la presión del líquido de bombeo referida al eje del impulsor y la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo.

**Caudal:** Es el volumen de líquido por unidad de tiempo se lo expresa generalmente en campo en galones por minuto (gpm) o en barriles por día (bpd).

**Cavitación:** Fenómeno que ocurre cuando la presión absoluta dentro del impulsor cae por debajo de la presión de vapor del líquido, generando burbujas.

**Cloruros:** Ión predominante en el agua de formación su mayor fuente es el cloruro de sodio.

**Coalescencia:** Proceso en el cual pequeñas gotas se unen para formar otras más grandes, fenómeno dado por la diferencia entre las fuerzas de atracción y repulsión.

**Coloides:** Medida de materia (orgánica e inorgánica) en suspensión.

**Demanda Química de Oxígeno (DQO):** Parámetro que estima la contaminación química de agua.

**Dispersión:** Proceso mediante el cual las gotas de la fase discontinua (petróleo) se dividen en gotas más pequeñas y se distribuyen en la fase continua (agua), esto sucede al momento en el que la energía cinética del sistema es suficiente para superar la tensión superficial de la gota.

**Dureza:** Suma de cationes metálicos no alcalinos presentes en el agua, mayoritariamente cationes de calcio y magnesio.

**Eficiencia:** Es una razón porcentual que sirve para medir la eficiencia productiva de los equipos.

**Flotación:** Proceso que consiste en separar las partículas a través de la inyección de finas burbujas de gas.

**Gravedad Específica:** Es el ratio de la densidad del líquido para la densidad del agua y es dependiente de la temperatura y presión.

**Hidrocarburo:** Es un compuesto químico orgánico, formado principalmente por elementos como carbono e hidrógeno. Puede estar presente en estado sólido, líquido o gaseoso.

**Inyección de agua:** Procedimiento en el que se inyecta agua a una determinada capa del subsuelo para promover el empuje de crudo a la superficie.

**Petróleo Crudo:** Es un fluido natural inflamable compuesto por una mezcla de hidrocarburos cuyo color varía desde amarillo pálido hasta un negro oscuro y olor fuerte similar a la gasolina.

**Petróleo Residual:** Cantidad de petróleo remanente en el agua de formación.

**Ph:** Representa la medida de acidez relativa o alcalinidad del agua.

**Presión:** Es la magnitud escalar que relaciona la fuerza con la superficie.

**RAOHE:** Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas. Son un conjunto de reglamentos y estatutos establecidas por el régimen ecuatoriano, que deben cumplir todas las empresas dedicadas a las operaciones hidrocarburíferas, que van desde la explotación hasta la industrialización y comercialización.

**Reinyección del Agua:** Es un procedimiento de inyección de agua que se realiza hacia una formación en el subsuelo.

**Sólidos Totales Disueltos (TSS):** Medida de materiales sedimentables, sólidos suspendidos y coloides.

**Sulfatos:** Alimento de bacterias sulfato reductoras produciendo sulfuro de hidrogeno.

**Tanque:** Recipiente cerrado, generalmente de gran tamaño, que sirve para contener líquidos o gases.

**Temperatura:** Es una magnitud física que refleja la cantidad de calor, ya sea de un cuerpo, de un objeto o del ambiente.

**Tensión Superficial:** Es el fenómeno en el cual la superficie de un líquido se comporta como una película fina elástica.

**Tuberías:** Es un conducto que cumple la función de transportar fluidos.

**Turbidez:** Propiedad del agua de formación que considera la materia sólida suspendida, disueltas y materia coloidal.

**Viscosidad:** Es la medida de la resistencia de un líquido a fluir, cambia con la temperatura.

**Yacimiento:** Es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén).